

UNIVERSIDADE DE LISBOA
FACULDADE DE CIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



Optimização de centrais fotovoltaicas por algoritmo genético multi-objectivo contemplando topografia

Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

Daniel Filipe Mendonça Oliveira

Dissertação orientada por:
Miguel Centeno Brito
David Miguel Rodrigues Pera

2015

Resumo

Esta dissertação foca-se na implementação de um algoritmo genético multi-objetivo para a otimização da disposição dos módulos de uma central fotovoltaica, ponderando as diferentes inclinações e orientações de módulos de um determinado parque e otimizando os custos da produção elétrica.

O trabalho realizado é uma consequência do publicado por David Pera [1] e que demonstra que nem sempre uma aplicação convencional dos módulos é a solução mais viável sendo que muitas vezes se reflete num aumento de custos devido à terraplanagem, necessária à sua implementação.

Foi portanto criado um algoritmo de cálculo de energia produzida e implementado o algoritmo genético para diversos casos de terrenos, que permitiram observar a vantagem da aplicação de um método de otimização, assim como a não alteração de terrenos para implementação de parques.

De acordo com os resultados finais, podemos concluir que a implementação de um parque através de um algoritmo multi-objetivo é uma alternativa viável à aplicação de terraplanagem, permitindo uma clara diminuição dos custos de implementação assim como uma otimização da produção.

Palavras-Chave: Energia fotovoltaica, Algoritmo Genético Multi-Objetivo, otimização.

Abstract

This dissertation focus on the implementation of a Multi-Objective Genetic Algorithm that will give different inclinations and orientations to the modules of a park and calculate the costs and production tending to optimize the same.

The work developed is a consequence of David Pera's, *et al* [1] work and shows that the conventional way of display sometimes isn't the best way and proves many times an increase in the costs resulting of the earth-moving required to it's implementation.

So an algorithm of energy calculation was created and implemented in the Genetic Algorithm to several terrain displays so that we can observe the advantage of the application of an optimization method, aswell as the non-modification of the terrain.

According to the final results, we can conclude that the implementation of a park using the Multi-Objective Genetic Algorithm is a viable alternative to the earth-moving tecnic, allowing a clear reduction in the costs of implementation aswell as a increase in production.

Keywords: Multi-Objective Genetic Algorithm, Photovoltaic energy, Optimization.

Índice

Resumo	ii
Abstract	ii
Índice de Figuras	iv
Índice de Tabelas	vi
Agradecimentos	vii
Simbologia e Notações	viii
Capítulo 1 – Introdução	10
Capítulo 2 – Metodologia	13
2.1. Introdução	13
2.2. Radiação solar	13
2.2.1. Implementação do Modelo PSA (<i>Solar Positioning Algorithm</i>)	13
2.2.2. Ângulo de incidência e irradiância incidente	19
2.3. Definição de Espaço	20
2.3.1. Modelo digital de elevação	20
3.2. Determinação da Superfície	21
3.2.1. Definição das dimensões do módulo	21
3.2.2. Inclinação e orientação dos módulos	21
3.2.3. Processamento do modelo de criação da superfície	22
2.4.4. Representação dos módulos	24
2.5. Cálculo de Sombras	26
2.5.1. Descrição do modelo de sombra	26
2.5.2. Sombreamento sobre a superfície dos módulos	28
2.6. Cálculo de Potência do módulo	29
2.6.1. Curvas IV e comportamento com sombreamento	29
2.7. Cálculo de Energia Total	36
2.8. Cálculo dos Custos	37
2.8.1. Cálculo do custo dos inversores e de fio de cobre	38
2.9. Algoritmo Genético	39
2.9.1. Criação da primeira geração (Geração Canónica)	39
2.9.2. <i>Crossover</i> e criação de novas populações	40
Capítulo 3 – Resultados e Discussão	43
3.1. Posicionamento geográfico do elemento de estudo	43
3.2. Representação do modelo usado através do estudo de diversas orologias de teste	44
3.2.1. Estudo do Terreno plano de teste	44
3.2.2. Estudo do Terreno plano com um degrau de norte a sul	49
3.2.3. Estudo do Terreno plano com um degrau entre oeste e este	53
3.2.4. Estudo do Terreno em escada	57

3.3. Aplicação do algoritmo ao terreno de estudo.....	61
3.4. Algumas observações sobre o modelo usado.....	66
Capítulo 4 – Conclusões e Desenvolvimentos Futuros	67
Referências Bibliográficas	68

Índice de Figuras

Figura 1: Comportamento de uma junção pn. Fonte: [4]	10
Figura 2: Circuito equivalente de um diodo num módulo. Fonte: [5]	11
Figura 3: Fluxograma do funcionamento do modelo.	13
Figura 4: Método de cálculo da posição do sol	14
Figura 5: Representação da esfera terra em função das definições do Almanac astronómico. Fonte: Almanac Astronómico[11]	16
Figura 6: Fluxograma do cálculo da Irradiância Incidente.....	19
Figura 7: Representação dos ângulos considerados no cálculo do ângulo incidente solar. Fonte: [14]	20
Figura 8: Disponibilidade de Irradiância para uma inclinação de 45 graus e orientado a sul.	20
Figura 9: Digital Elevation Model 1 m ² de resolução nas dimensões X,Y.	21
Figura 10: Disposição dos módulos no terreno.	22
Figura 11: Fluxograma do modelo de criação da superfície.	22
Figura 12: Terreno após o uso da interpolação no formato spline.	23
Figura 13: Fluxograma da criação do plano dos módulos.....	24
Figura 14: O módulo da esquerda representa as dimensões x,y para a inclinação de 0 graus e o módulo da direita representa as dimensões x,y para a inclinação de 45 graus.....	24
Figura 15: Vetores para a definição da equação do plano [22]	25
Figura 16: representação do funcionamento do modelo onde: a) é a zona do terreno considerado; b) é o volume de sombra, onde a escala de cinzento corresponde as diferentes alturas de sombra ao longo do terreno; c) é o mapa de sombras agora apenas com as zonas de sombra definidas a um valor arbitrário.....	26
Figura 17: a) Representação de uma estrutura num terreno para análise de sombreamento; b) Representa o sombreamento ao inicio do dia; c) Representa o sombreamento quando o sol se encontra a sul; d) Representa o sombreamento ao fim do dia;.....	26
Figura 18: Fluxograma de funcionameto do modelo de sombra.	27
Figura 19: Curva IV do módulo Sanyo HIT 195, onde o eixo do y é a corrente e o eixo do x é a voltagem. Fonte: [28]	29
Figura 20: Curva IV e PV do módulo com uma série a sombreado. Fonte: modelo de produção fotovoltaica (Matlab).....	30
Figura 21: Fluxograma do funcionamento do modelo de potência.....	31
Figura 22: Curva IV e PV do módulo com irradiância 900 W/m ² e temperatura de 35°C.....	34
Figura 23: Exemplo 1 onde apenas uma “série” do módulo se encontra a sombreado.	34
Figura 24: Curva I-V e P-V do módulo apenas com uma série a combreado, Exemplo 1.....	35
Figura 25: Exemplo 2 onde apenas duas células do módulo por “série” se encontram a sombreado.	35
Figura 26: Curva I-V e P-V do módulo com apenas duas células a sombreado em cada série, Exemplo 2.	35
Figura 27: Exemplo 3 onde temos uma situação de sombra com 3 séries com sombra.....	36
Figura 28: Curva I-V e P-V do módulo no exemplo 3.	36
Figura 29: Ligação dos módulos no terreno em séries. Cada quadrado representa um módulo e os números no interior, assim como a cor identificam a série a qual estão ligados.....	37
Figura 30: exemplo de um crossover de 2 pontos. Fonte:[35]	41

Figura 31: Forma de selecção de roleta. Fonte: [36].....	41
Figura 32: Gráfico Pareto da geração canónica.....	42
Figura 33: Gráfico Pareto da geração 1.....	42
Figura 34: Apresentação das diferentes configurações de terreno.	43
Figura 35: Configuração de módulos com orientação a sul e inclinação de 45 graus (aproximação de uma implementação convencional).	44
Figura 36: Gráfico Pareto para a geração canónica no terreno plano.....	44
Figura 37: Gráfico Pareto para a geração 25 no terreno plano.....	45
Figura 38: Gráfico Pareto para a geração 25 no terreno plano.....	45
Figura 39: Gráfico de energia ao longo das gerações de todos os indivíduos criados.	46
Figura 40: Gráfico de custos ao longo das gerações de todos os indivíduos criados.	46
Figura 41: Gráfico de comportamento dos custos de inversores, módulos e cobre ao longo das gerações.....	47
Figura 42: Rácio entre Custos e Produção em cada geração.....	47
Figura 43: Gráfico das curvas de Pareto criadas com todos os indivíduos.	48
Figura 44: Gráfico superior esquerdo: Solução 1; Gráfico superior direito: Solução 2; Gráfico inferior: Solução 3.....	48
Figura 45: Representação do terreno.....	49
Figura 46: Gráfico Pareto para a geração canónica no terreno considerado.	50
Figura 47: Gráfico Pareto para a geração 25 no terreno plano.....	50
Figura 48: Gráfico Pareto para a geração 100 no terreno plano.....	50
Figura 49: Energia produzida pelas populações ao longo das gerações.....	51
Figura 50: Custos de cada População em cada geração.	51
Figura 51: Rácio entre Custos e Produção em cada geração.....	52
Figura 52: Gráfico superior esquerdo: Solução 1; Gráfico superior direito: Solução 2; Gráfico inferior: Solução 3.....	52
Figura 53: Gráfico Pareto para a geração canónica no terreno considerado.	53
Figura 54: Gráfico Pareto para a geração 25 no terreno considerado.	54
Figura 55: Gráfico Pareto para a geração 100 no terreno considerado.	54
Figura 56: Energia produzida pelas populações ao longo das gerações.....	55
Figura 57: Custos das populações ao longo das gerações.	55
Figura 58: Rácio de Custos/Produção para todas as gerações.....	56
Figura 59: Gráfico superior esquerdo: Solução 1; Gráfico superior direito: Solução 2; Gráfico inferior: Solução 3.....	56
Figura 60: Gráfico Pareto para a geração canónica no terreno considerado.	57
Figura 61: Gráfico Pareto para a geração 25 no terreno considerado.	58
Figura 62: Gráfico Pareto para a geração 100 no terreno considerado.	58
Figura 63: Nuvem de indivíduos ao longo das gerações.....	58
Figura 64: Energia produzida por população em cada geração.....	59
Figura 65: Custos por população em cada geração.	59
Figura 66: Rácio de Custo/Produção em cada geração.....	60
Figura 67: Gráfico superior esquerdo: Solução 1; Gráfico superior direito: Solução 2; Gráfico inferior: Solução 3.....	60
Figura 68: Gráfico Pareto para a geração canónica no terreno considerado.	61
Figura 69: Gráfico Pareto para a geração 25 no terreno considerado.	62
Figura 70: Gráfico Pareto para a geração 86 no terreno considerado.	62
Figura 71: Energia produzida por população em cada geração.....	63
Figura 72: Custos totais por população em cada geração.	63
Figura 73: Rácio de Custo/Produção para cada geração.....	64
Figura 74: Gráfico superior esquerdo: Solução 1; Gráfico superior direito: Solução 2; Gráfico inferior: Solução 3.....	64
Figura 75: Aplicação a sul com inclinação de 45 graus no terreno considerado.....	65

Índice de Tabelas

Tabela 1: Valores de Fitness e número de cópias criadas em cada uma das séries. Fonte:[35]	40
Tabela 2: Energia Produzida e rácio de custos e produção em cada Solução.	49
Tabela 3: Energia Produzida e rácio de custos e produção em cada Solução.	53
Tabela 4: Energia Produzida e rácio de custos e produção em cada Solução.	57
Tabela 5: Energia Produzida e rácio de custos e produção em cada Solução.	61
Tabela 6: Energia Produzida e rácio de custos e produção em cada Solução.	65
Tabela 7: Valores de tempo de computação para cada uma das funções	66

Agradecimentos

Gostaria de agradecer a disponibilidade e talvez algum tempo perdido por parte dos meus orientadores, nomeadamente do Professor Miguel Centeno Brito e dos meus coorientadores David Pera e Filipe Serra, assim como à Professora Paula Redweik que tanto tempo dispendeu a resolver uma das partes mais importantes da dissertação.

Quero também agradecer à minha família, nomeadamente ao meu primo que tantas vezes me deu conselhos e me ajudou a superar algumas barreiras ao longo do percurso académico. À minha mãe que tanto apoio me deu e me proporcionou sempre o melhor ambiente de estudo ao longo destes 5 anos. À Johanna que esteve sempre presente e tentou ao máximo mostrar o seu apoio.

Aos meus amigos quer sejam da faculdade ou de outros tempos, e claro à Faculdade de Ciências pelos 5 anos onde aprendi muito mais do que o que estava apenas no conteúdo programático e me ajudou a estar mais preparado para os desafios que virei a enfrentar.

A todos eles um meu muito obrigado.

Simbologia e Notações

Ψ	Nutação Terrestre
ε	Obliquidade Terrestre
β	Latitude Geocentrica
λ	Longitude Solar Aparente
α	Altura Solar (°)
φ	Latitude
i	Ângulo Incidente (°)
β	Inclinação do módulo (°)
α_s	Orientação do módulo(°)
α_w	Azimuth Solar(°)
PSA	Positioning Solar Algorithm
AA	Almanaque Astronómico
UT	Universal Time
TT	Terrestrial Time
TAI	Tempo Atomico Internacional
JD	Julian day
JDE	Julian Ephemeris Day
JC	Julian Century
JCE	Julian Ephemeris Century
JME	Julian Ephemeris Millennium
E	equação de tempo
DEM	Digital Elevation Model
NOCT	Nominal Operating Cell Temperature
I	Corrente Gerada (A)
I_0	Corrente de Saturação (A)
I_{ph}	Corrente Gerada pela Luz (A)
T	Temperatura (K)
I_{sc}	Corrente de Curto-circuito (A)
V_{oc}	Tensão de Circuito Aberto (V)
R_s	Resistencia de Série (Ohm)
R_{sh}	Resistencia de Shunt (Ohm)
STC	Standard Test Conditions

Γ	Ângulo Azimutal (°)
γ	Coefficiente de Temperatura de Potência (%/°C)
ΔE_{stg}	Variação de Energia Acumulada
δ	Declinação Solar (°)
ε_{AL}	Emissividade do Alumínio
σ	Constante de Stefan-Boltzmann (W/(m ² .K ⁴))
ω	Ângulo horário Solar (°)
AM	Air Mass
GCR	Ground Cover Ratio
AWG	American Wire Gauge

Capítulo 1 – Introdução

A utilização crescente de energia a nível mundial e o uso de energia de origem fóssil, assim como o aquecimento global, tem vindo a promover o desenvolvimento de uma nova área de produção energética ao longo das últimas décadas que fez com que surgissem novas fontes de origem renovável tais como a energia solar (de origem térmica ou fotovoltaica), energia eólica, Hídrica entre outras [2].

A utilização destas fontes de energia renováveis tiveram uma evolução drástica ao longo das últimas décadas o que levou a uma diminuição do seu custo de produção e implementação, nomeadamente da energia eólica e solar, sendo que neste momento em Portugal o “mix” energético é bastante variado e tem vindo a mostrar uma grande capacidade de adaptação e resiliência em relação às energias ditas convencionais[3].

A energia objeto de estudo nesta dissertação é a energia fotovoltaica que, de uma forma abreviada, consiste na transformação de energia em forma de radiação para energia eléctrica através de um material semiconductor.

O processo de transformação de energia fotovoltaica passa pela conversão da radiação solar, ou seja, da energia de fotões para energia eléctrica, através da excitação de um material semiconductor com uma junção p-n, que permite que exista um fluxo de energia. A figura 1 apresenta a forma de transformação simplificada do processo e o comportamento da junção p-n.

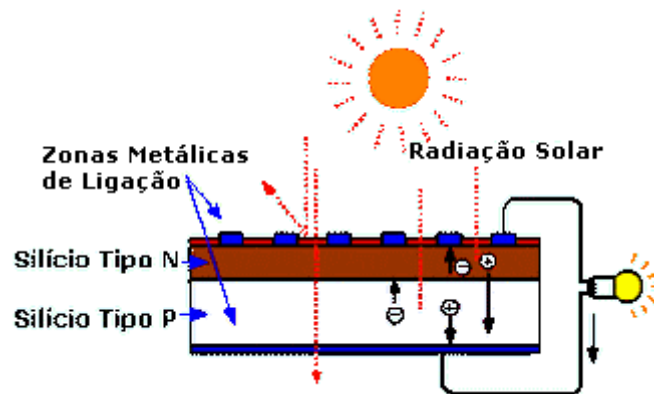


Figura 1: Comportamento de uma junção pn. Fonte: [4]

As cargas eléctricas geradas pelos fotões na célula fotovoltaica são separadas pelo campo eléctrico permanente criado pela junção *p-n* e transportadas até aos contactos metálicos representados a azul; os “buracos” que se formam, representados pelo sinal positivo (+), ficam concentrados na zona dopada *p* para que quando o eletrão terminar o circuito, o mesmo possa ser reabsorvido terminando assim o ciclo criado.

Assim sendo, as características principais de uma célula fotovoltaica podem ser representadas pelo circuito representado na figura 2.

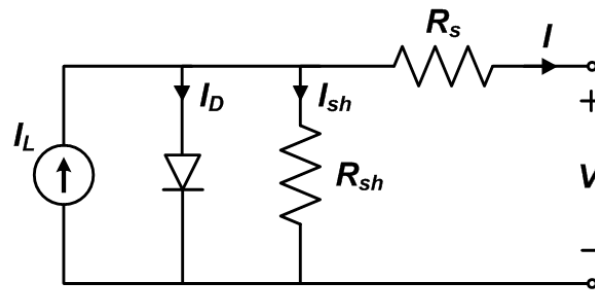


Figura 2: Circuito equivalente de um diodo num módulo. Fonte: [5]

A energia fotovoltaica é uma tecnologia renovável com bastante potencial, sendo que a energia que chega a superfície da atmosfera tem uma intensidade energética de aproximadamente 1360 W/m^2 . Tendo em conta que a energia total anual ronda os $1 \times 10^{18} \text{ kWh}$ e que esta quantidade corresponde a aproximadamente cem mil vezes mais que a procura global de energia [6], a energia fotovoltaica   então a fonte de energia com maior capacidade de suprir as necessidades energéticas globais.

  com vista na energia solar fotovoltaica e na eficiência da sua implementação que este trabalho foi desenvolvido, tendo em conta que   do interesse geral que a sua implementação seja cada vez mais rápida, com maiores retornos de investimento e mais abrangente quanto   localização.

Neste momento existem, algumas ferramentas de aplicação e dimensionamento de centrais fotovoltaicas. Entre eles está o *System Advisory Model* (SAM), uma ferramenta de cálculo de desempenho e cálculo financeiro para dimensionamento de sistemas de energia renovável. Estima os custos de produção, assim como a instalação, tendo em conta os valores fornecidos ao modelo.

Desta forma,   possível prever e dimensionar um sistema de energia renovável e validar o mesmo para que a sua criação seja possível. Alguns dos problemas deste modelo são a sua pouca flexibilidade na implementação de novas tecnologias e o facto de não considerar a implementação de sistemas onde o terreno não sofrerá alteração, ou seja, apenas considera sistemas ditos *flat-plane* e concentradores solares que necessitam de terraplanagem para a sua implementação [7].

Outro sistema de planeamento de sistemas é o *Sketchup*, através de um *addon* denominado *skelion*. Neste sistema   possível dimensionar um parque em diversos tipos de terreno, quer seja de forma manual ou automática, dando a liberdade ao utilizador de escolher qual das disposições de módulos é a melhor.

Esta ferramenta permite a georeferenciação do local de estudo e das ferramentas de CAD fornecidas pelo próprio modelo. Os dados de radiação e meteorológicos poderão têm ser fornecidos para que o dimensionamento seja feito com a maior precisão possível. As limitações deste método estão associadas à precisão do dimensionamento automático assim como no dimensionamento manual uma vez que, mesmo considerando o relevo do terreno e a georeferenciação do local, não cont m uma ferramenta automática de otimização de resultados, tornando impossível obter diversas opções e variabilidade nas disposições, orientações e inclinações dos módulos do parque, apenas às impostas pelo utilizador.

Este modelo têm têm têm também uma limitação ao nível de informação do local de implementação, sendo que tem de ser fornecida pelo utilizador, o que nem sempre   possível e torna a implementação do mesmo difícil e morosa [8].

Tendo em conta as limitações dos métodos mencionados, este trabalho procura desenvolver uma nova metodologia para projectar parques solares fotovoltaicos que permite calcular todas as soluções ótimas através de uma abordagem de otimização utilizando programação linear e algoritmos genéticos.

O modelo pondera as orientações e inclinações ideais para cada um dos módulos, assim como as ligações entre eles fornecendo um modelo de fácil implementação que apresenta resultados otimizados de disposição de módulos, onde o utilizador tem à sua disposição várias soluções de implementação otimizadas.

Capítulo 2 – Metodologia

2.1.Introdução

Para que seja possível obter uma melhor compreensão do comportamento do modelo e de todos os seus componentes apresenta-se na fig. 3 um fluxograma simplificado que permite observar as diferentes fases de cálculo necessárias à sua implementação.

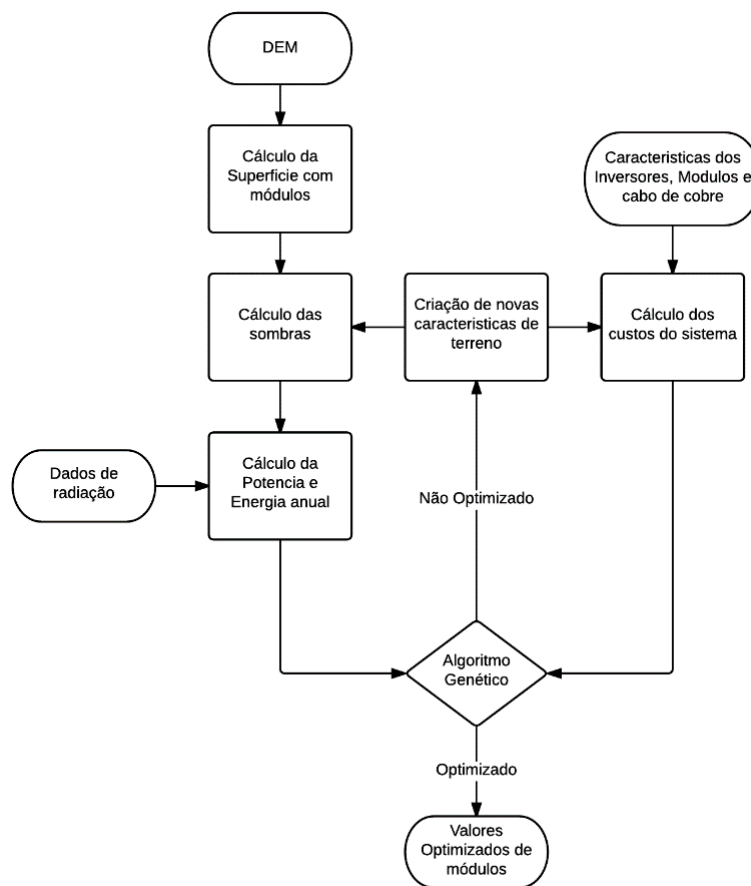


Figura 3:Fluxograma do funcionamento do modelo.

2.2.Radiação solar

2.2.1. Implementação do Modelo PSA (*Solar Positioning Algorithm*)

Para que o estudo do potencial energético de um módulo solar seja o mais próximo da realidade é necessário determinar as coordenadas solares para determinado lugar, a altura solar e o azimute solar. Estas permitem calcular, juntamente com o ângulo de incidência, a irradiância presente numa superfície orientada e inclinada de uma determinada forma. Para o efeito foi seguida a metodologia apresentada em [9], [10], onde se calculam as coordenadas de posicionamento solar com uma precisão de ± 0.0003 desde os anos -2000 até ao ano 6000. A figura 4 ajuda a obter uma melhor compreensão do método usado.

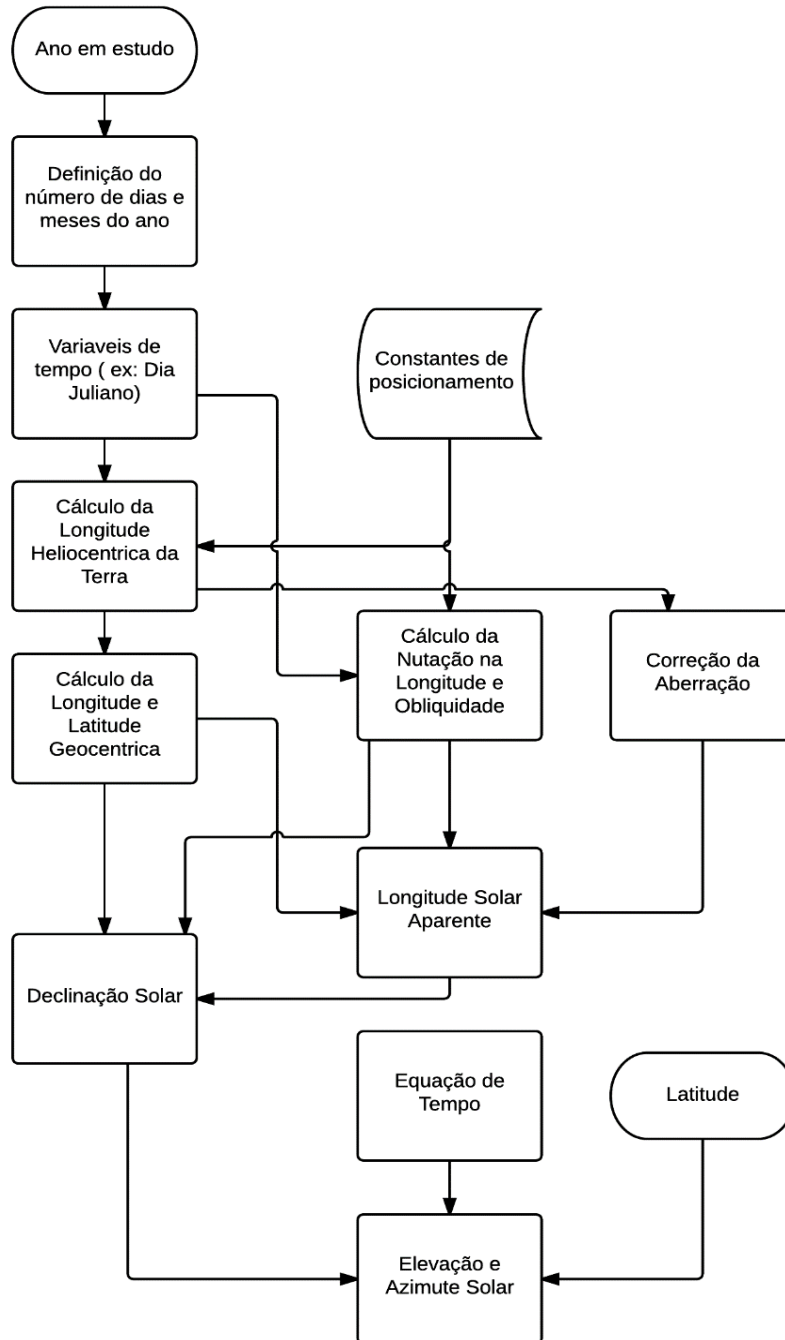


Figura 4: Método de cálculo da posição do sol

2.2.1.1. Declinação solar

Para que a precisão dos cálculos seja atingida é necessário obter um referencial temporal mais aproximado da realidade. Neste caso foi usado o tempo atômico internacional (TAI) baseado nos valores de tempo dados por relógios atômicos e o tempo universal dado pelo tempo civil ao longo do meridiano de Greenwich (UT). Assim os valores são reduzidos às seguintes expressões:

$$TT = TAI + 32.184 \quad (1)$$

$$UT = TT - \Delta T \quad (2)$$

As expressões (1) e (2) permitem definir uma variação entre o tempo universal (UT) e o tempo terrestre (TT) em segundos. É necessário definir esta variação para que consigamos obter o valor aproximado de tempo no local a considerar em relação ao meridiano de Greenwich. Em seguida começamos a definir o dia juliano em relação ao nosso referencial de -2000 a 6000.

O cálculo do dia Juliano é obtido através de uma expressão onde INT é o integral dos termos calculados arredondados a baixo até ao inteiro mais próximo (ex: 8.7 = 8), Y é o ano de referência, M o mês do ano, D o dia do mês e B que neste caso é uma variável que é 0, devido à utilização do calendário juliano. Assim a expressão de cálculo do dia juliano é dada por:

$$JD = \text{INT}(365.25 * (Y + 4716)) + \text{INT}(30.6001 * (M + 1)) + D + B - 1524.5 \quad (3)$$

Para o cálculo do *Julian Ephemeris Day* (JDE) foi usada a seguinte expressão:

$$JDE = JD + \frac{\Delta T}{86400} \quad (4)$$

Para o cálculo do *Julian Century* (JC) e *Julian Ephemeris Century* (JCE) foram usadas as expressões:

$$JC = \frac{JD - 2451545}{36525} \quad (5)$$

$$JCE = \frac{JDE - 2451545}{36525} \quad (6)$$

Para o cálculo do *Julian Ephemeris Millennium* (JME) foi usada a seguinte expressão:

$$JME = \frac{JCE}{10} \quad (7)$$

A longitude é determinada de acordo com o Almanaque Astronómico do documento [11] de forma a ser possível calcular as seguintes constantes:

$$L0_i = A_i * \cos(B_i + C_i * JME) \quad (8)$$

O valor de L0, L1, L2, L3 e L4 é o somatório dos valores obtidos na expressão (8).

$$L0 = \sum_{i=0}^n L0_i \quad (9)$$

A longitude heliocêntrica é dada em radianos por:

$$L = \frac{L0 + L1 * JME + L2 * JME^2 + L3 * JME^3 + L4 * JME^4 + L5 * JME^5}{10^8} \quad (10)$$

Os valores de L têm de ser convertidos para graus e são limitados de 0 graus até 360 através da definição de F como a divisão de L por 360, assim se L for positivo,

$$L = 360 * F \quad (11)$$

E se L for negativo o mesmo é limitado por:

$$L = 360 - 360 * F \quad (12)$$

O cálculo da latitude e do vetor radial é feito através da mesma metodologia sendo que os mesmos são obtidos a partir das tabelas presentes no AA [9].

Após obter estes valores, são calculadas as longitudes e latitudes geocêntricas onde a longitude é 180 graus a mais que o valor calculado em L e convertido ao intervalo de 0 a 360 graus e a latitude é o valor de B negativo em graus também.

Em seguida foi necessário calcular a obliquidade, a inclinação do plano da eclíptica (esfera representativa do plano de rotação do sol sobre a terra) com o plano do equador. Mais uma vez utiliza-se a metodologia apresentada no Almanaque [11]. Por outro lado, a nutação é o ângulo entre o polo norte e a normal com o equador representativo, ou seja, tendo em conta que o equador é a circunferência abrangente do centro da esfera terra. A figura 4 explica exatamente todo o referencial usado nos cálculos.

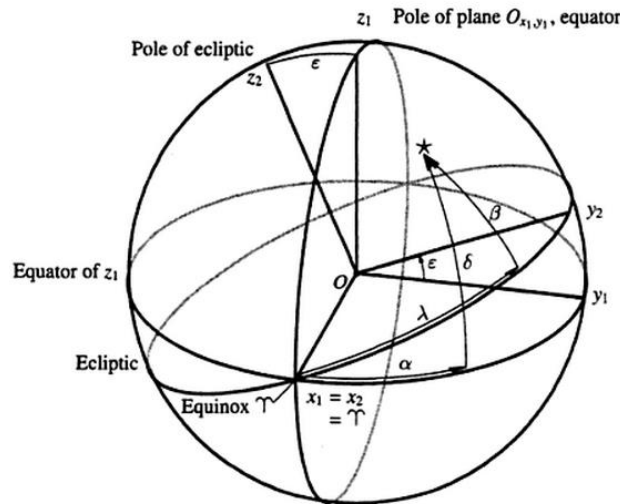


Figura 5: Representação da esfera terra em função das definições do Almanac astronômico. Fonte: Almanac Astronômico[11]

Todos estes valores são alterados devido às variações de rotação e translação da lua e sol que influenciam a terra. Assim foram obtidos os valores de X e Y de forma a conseguir calcular com precisão essas alterações.

Os valores de X são as interações entre o sol e a lua com a terra sendo que são obtidos 4 valores de X representados pelas seguintes fórmulas, os valores de Y foram obtidos através de tabelas presentes no Almanaque Astronômico [9].

$$X_0 = 297.85036 + 445267.111480 * JCE - 0.0019142 * JCE^2 + \frac{JCE^3}{189474} \quad (13)$$

$$X_1 = 357.52772 + 35999.050340 * JCE - 0.0001603 * JCE^2 + \frac{JCE^3}{300000} \quad (14)$$

$$X_2 = 134.96298 + 477198.867398 * JCE - 0.008672 * JCE^2 + \frac{JCE^3}{56250} \quad (15)$$

$$X_3 = 93.27191 + 483202.017538 * JCE - 0.0036825 * JCE^2 + \frac{JCE^3}{327270} \quad (16)$$

$$X_4 = 125.04452 - 1934.13261 * JCE + 0.0020708 * JCE^2 + \frac{JCE^3}{450000} \quad (17)$$

Em seguida, e uma vez tendo todos os valores de X e Y é possível calcular a nutação (ψ) e obliquidade (ϵ) sendo que os valores de a, b c e d também são valores que prov m do AA.

$$\Delta\psi_i = (a_i + b_i * JCE) * \sin\left(\sum_{j=0}^4 X_j * Y_{i,j}\right) \quad (18)$$

$$\Delta\epsilon_i = (c_i + d_i * JCE) * \cos\left(\sum_{j=0}^4 X_j * Y_{i,j}\right) \quad (19)$$

Após obter estes valores ter o de ser convertidos a graus dividindo com somatório dos mesmos por 3.6×10^7 . Uma vez determinadas as variações da obliquidade podemos calcular o valor médio da obliquidade (ϵ_0) e o valor real da obliquidade (ϵ), dados por:

$$\begin{aligned} \epsilon_0 = & 84381.448 - 4680.93 * U - 1.55 * U^2 + 1999.25 * U^3 - 51.38 * U^4 \\ & - 249.67 * U^5 - 39.05 * U^6 + 7.12 * U^7 + 27.87 * U^8 + 5.79 \\ & * U^9 + 2.45 * U^{10} \end{aligned} \quad (20)$$

onde $U = JME/10$.

Assim a obliquidade real é dada por:

$$\epsilon = \frac{\epsilon_0}{3600} + \Delta\epsilon \quad (21)$$

Em seguida foi calculada a correção da aberração em graus dado por,

$$\Delta\tau = -\frac{20.4898}{3600 * R} \quad (22)$$

Finalmente conseguimos calcular a longitude aparente do sol (λ) que é dada pela longitude geocêntrica (θ) mais a variação da nutação ($\Delta\psi$) e a correção da aberração ($\Delta\tau$).

Todos estes cálculos foram necessários para obter o valor de declinação solar que é dado por.

$$\delta = \text{Arcsin}(\sin(\beta) * \cos(\epsilon) + \cos(\beta) * \sin(\epsilon) * \sin(\lambda)) \quad (23)$$

Este método permite obter valores de declinação com incertezas muito menores que o método empirico simplificado (tipicamente $\pm 0.01^\circ$), sendo que, neste método temos valores de incertezas que rondam os $\pm 0.0003^\circ$. Com isto obtemos valores mais precisos de declinação que permitem uma maior precisão na orientação e inclinação ótima dos módulos na aplicação do modelo.

Após a definição de todas as variáveis referentes ao movimento do sol temos de referenciar o tempo de forma a obter a altura solar de acordo com a hora do dia solar correta. Para o efeito é preciso determinar a equação de tempo “E”, seguindo o método de [12].

$$E = 9.87 * \sin(2 * B) - 7.53 * \cos(B) - 1.5 * \sin(B) \quad (24)$$

onde B é:

$$B = \frac{360}{365} * (JD - 81) \quad (25)$$

2.2.1.2. Altura e Azimute Solar

Por último temos o cálculo da altura solar e o Azimute Solar que são dados pelas seguintes equações:

$$\alpha = \text{Arcsin}(\sin(\varphi) * \sin(\delta) + \cos(\varphi) * \cos(\delta) * \cos(H_{\text{angle}})) \quad (26)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \Gamma = \cos^{-1}\left(\frac{\sin(\delta) * \sin(\varphi) - \cos(\delta) * \sin(\varphi) * \cos(H_{\text{angle}})}{\cos(\alpha)}\right), \text{ se } H_{\text{angle}} < 0 \\ \Gamma = 360 - \cos^{-1}\left(\frac{\sin(\delta) * \sin(\varphi) - \cos(\delta) * \sin(\varphi) * \cos(H_{\text{angle}})}{\cos(\alpha)}\right), \text{ se } H_{\text{angle}} > 0 \end{array} \right. \quad (27)$$

onde φ representa a latitude do local e H_{angle} representa as horas angulares solares calculadas na equação de tempo [12].

O cálculo é feito para todos os minutos do ano produzindo uma base de dados sobre a posição do sol.

2.2.2. Ângulo de incidência e irradiância incidente

Para que o cálculo da produção de energia seja possível temos de considerar qual é a quantidade de radiação incidente sobre cada módulo, para isso temos de obter o ângulo de incidência sobre cada módulo.

A figura 6 representa as fases de cálculo de forma a obter a irradiância incidente sobre uma superfície.

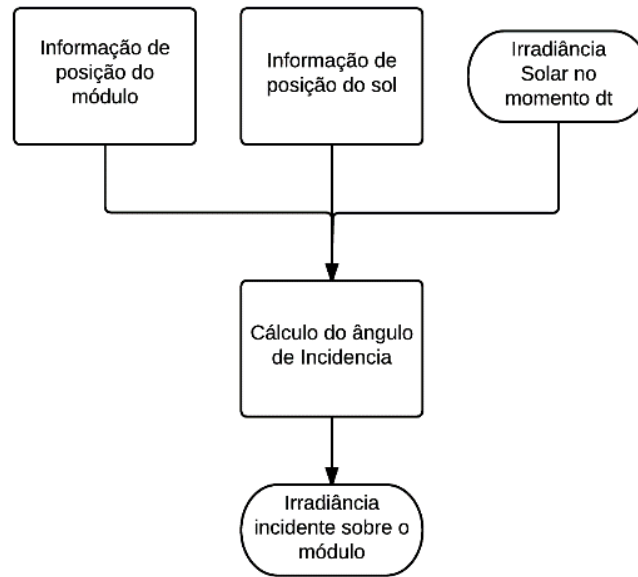


Figura 6: Fluxograma do cálculo da Irradiância Incidente

O ângulo de incidência da radiação no plano é obtido através da seguinte equação:

$$\cos(i) = \cos(\alpha) * \cos(\alpha_s - \alpha_w) \sin(\beta) + \sin(\alpha) * \cos(\beta) \quad (28)$$

onde i é o ângulo de incidência, α a altura solar, β a inclinação do módulo, α_s e α_w a orientação do módulo e o azimuth solar, respetivamente. Desta forma podemos obter multiplicando o cosseno do ângulo incidente com a radiação direta naquele momento o valor de irradiância sobre o módulo[13].

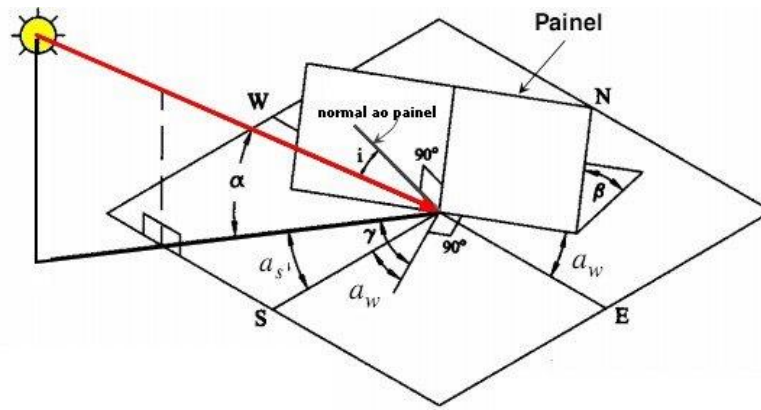


Figura 7: Representação dos ângulos considerados no cálculo do ângulo incidente solar. Fonte: [14]

Após obter o ângulo de incidência de cada um dos módulos temos de relacionar o mesmo com a irradiância do local. No nosso caso foram usados dados de 2005 provenientes do Nacional Renewable Energy Laboratory (NREL) e que foram fornecidos pelo Laboratório Nacional da Energia e Geologia (LNEG). Os mesmos servem como dados de um ano típico para os cálculos usados. Estamos então a usar dados que não são mais recentes, mas que para o estudo em questão não irão afetar em grande medida os resultados, uma vez que não necessitamos de uma data específica de valores de irradiância. As séries temporais consideradas são um compromisso entre o tempo de computação do modelo e a precisão, sendo que, foram usados dados de 30 em 30 minutos para o efeito. A figura 8 representa os valores obtidos após a correcção da radiação direta para um módulo orientado a sul e com uma inclinação de 45 graus.

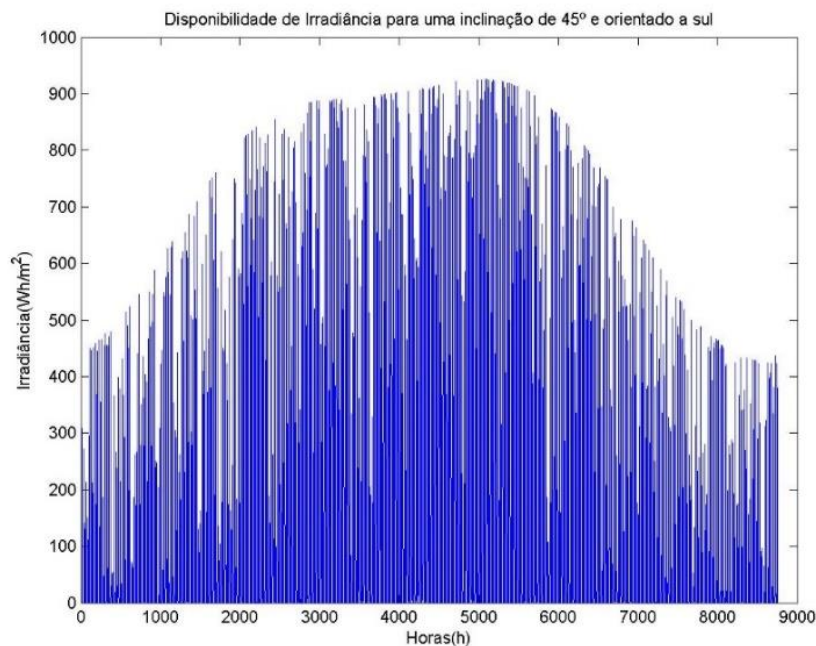


Figura 8: Disponibilidade de Irradiância para uma inclinação de 45 graus e orientado a sul.

2.3. Definição de Espaço

2.3.1. Modelo digital de elevação

De forma a ser possível a análise do terreno temos de obter os dados de altura de todos os seus pontos. A superfície pode ser descrita por uma matriz, com uma resolução de 1 m^2 . Estes dados podem ser obtidos através de diversas tecnologias tais como a fotogrametria [15], *Light*

Detection and Ranging (Lidar) [16], *Interferometric synthetic aperture radar* (ifSAR) [17], levantamento topográfico [18], etc...

Neste caso a técnica usada foi o levantamento de dados Lidar, que é feita através de meios aérios, onde um feixe de luz (com comprimentos de onda entre o ultravioleta e o visível) é enviado para a superfície e é analisada a luz refletida de forma a conseguir obter um tempo de retorno da luz após a reflexão na superfície.

A figura 9 apresenta os dados lidar num aspeto de superfície com uma dimensão de célula de 1 m².

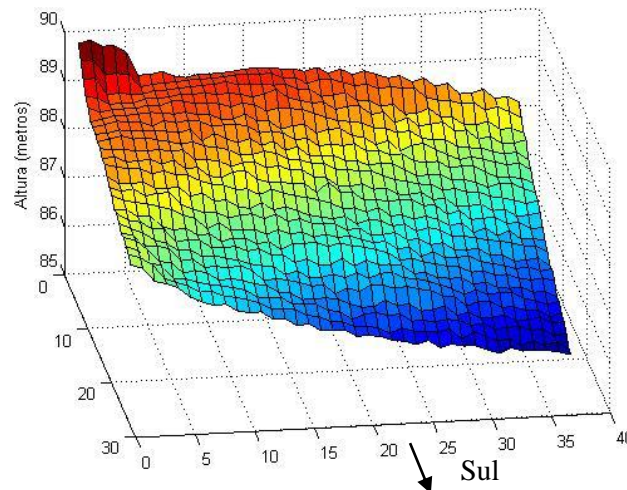


Figura 9: Digital Elevation Model 1 m² de resolução nas dimensões X,Y.

2.4.Determinação da Superfície

2.4.1. Definição das dimensões do módulo

Para a definição dos módulos a colocar no terreno foi definida qual a estrutura a ser colocada no terreno. Entre as tecnologias existentes temos a aplicação de estruturas com um pedestal ou uma estrutura metálica do tipo *N* [19]. Neste caso foi usada uma estrutura do tipo pedestal, uma vez que esta permite o uso de uma só base que vai facilitar a sua aplicação em terrenos mais acidentados e não necessita da aplicação de uma base de cimento para a aplicação da estrutura uma vez que esta pode ser cravada diretamente no terreno.

É também necessário definir as dimensões da área do módulo e da dimensão das células do mesmo, assim como, a altura do pedestal onde o módulo é fixado. No caso de estudo foram consideradas as dimensões de 1,50 m x 0,9 m. Estas dimensões não correspondem às dimensões do módulo considerado, que tem 1,2 m x 0,8 m, desta forma estabeleceu-se uma margem de distanciamento entre módulos de modo a evitar contato entre os mesmos.

2.4.2. Inclinação e orientação dos módulos

A inclinação e orientação são fornecidas externamente ao modelo para definir a superfície. Assim é possível criar terrenos com módulos com diferentes inclinações e orientações.

2.4.3. Processamento do modelo de criação da superfície

Neste sub-capítulo vai ser demonstrado o modelo de criação da superfície. A figura 10 permite observar o produto final obtido para a criação da superfície assim como todas as condições que são explicadas mais à frente.

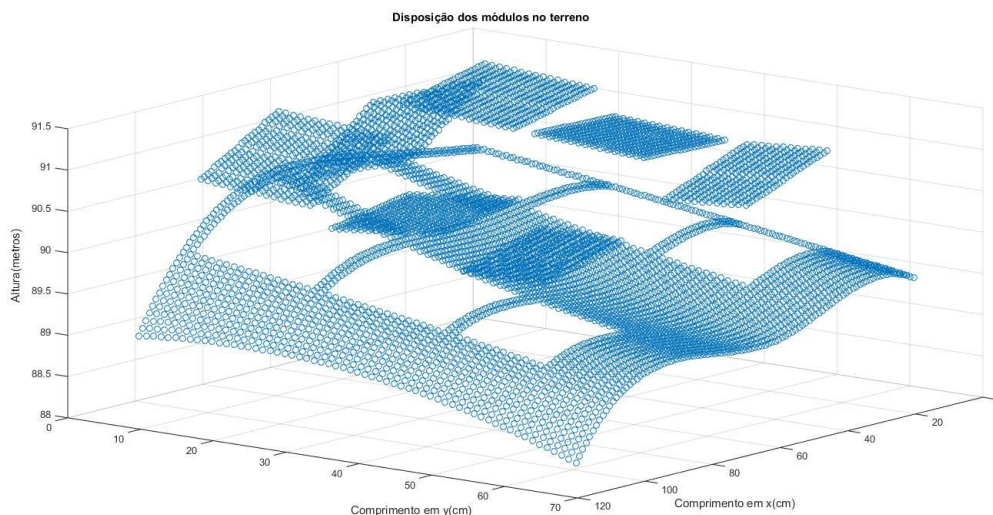


Figura 10: Disposição dos módulos no terreno.

A figura 11 apresenta em forma de fluxograma o funcionamento do modelo para melhor compreensão dos passos necessários à criação da superfície.

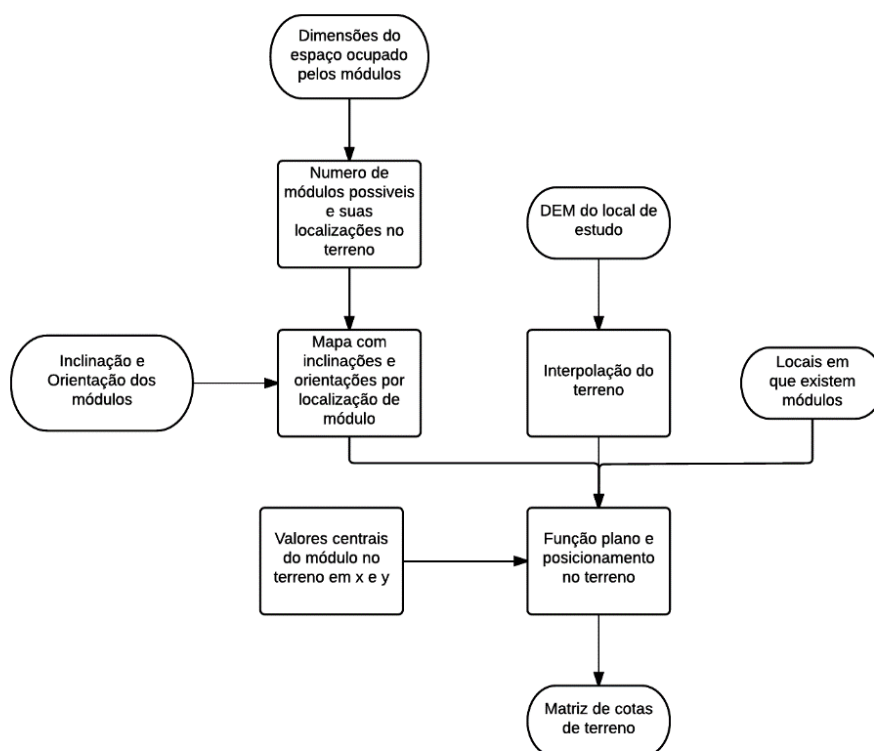


Figura 11: Fluxograma do modelo de criação da superfície.

Para construir a superfície temos de definir um sistema que passa pelo uso de matrizes em camadas, onde numa matriz $m \times n \times i$, i é o índice onde está guardada uma determinada informação em $m \times n$. Assim sendo, foram definidas 10 camadas com a seguinte informação:

- 1) Cota;
- 2) Matriz discretizada por módulos;
- 3) DEM por célula;
- 4) Inclinação das células do módulo (valor central do módulo);
- 5) Orientação das células do módulo (valor central do módulo);
- 6) DEM para cada módulo (valor central do módulo);
- 7) Valor central de cada módulo para x;
- 8) Valor central de cada módulo para y;

Para que seja possível obter a primeira camada (Cota) temos de determinar todos os outros parâmetros, sendo que, começamos por definir as dimensões e números do módulo em questão. Obtemos assim, uma matriz onde todas as posições têm um valor de módulo, o que é útil mais adiante na definição das inclinações e orientações das células do módulo.

Em seguida o DEM é representado na matriz e é, por sua vez, interpolado através de uma interpolação linear no formato *spline*, este formato permite que a interpolação seja calculada com uma suavização do terreno devido ao uso de várias funções polinomiais (“*piecewise polynomial*”) ao longo de vários intervalos [20]. Este método é útil para conseguirmos obter uma superfície mais suavizada quando definirmos o valor central do módulo, onde o pedestal estará fixo ao terreno, e também para que as inclinações e orientações dos módulos sejam também afinadas pelo algoritmo de forma mais aproximada possível do terreno em estudo.

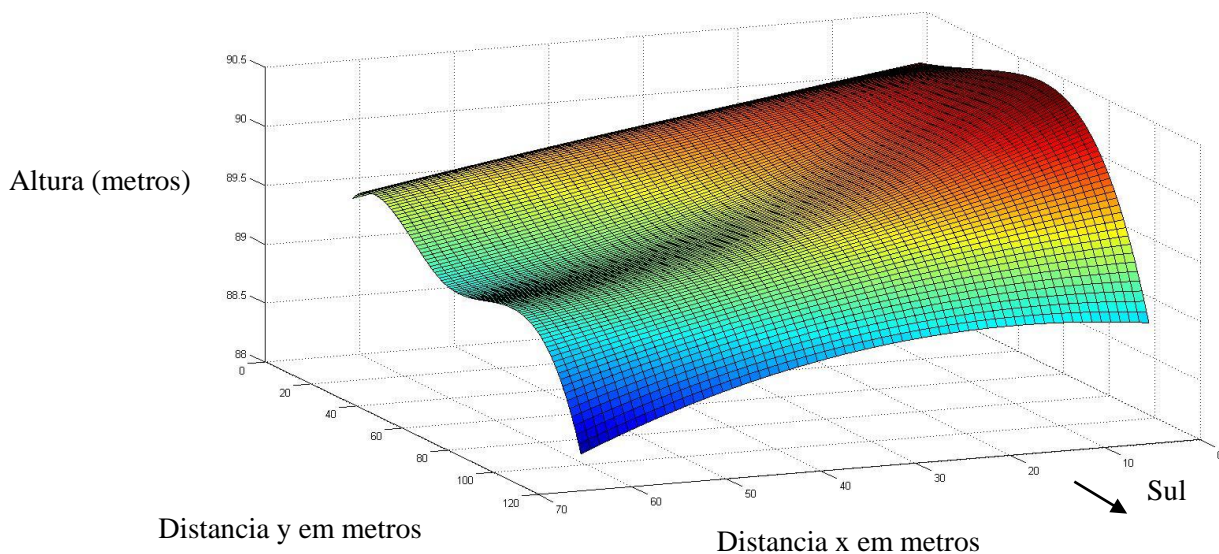


Figura 12: Terreno após o uso da interpolação no formato spline.

As inclinações e orientações das células do módulo são fornecidas externamente ao modelo e portanto apenas são introduzidas nas posições de cada módulo de forma a ser possível observar o terreno e calcular o seu sombreamento. Aos valores do DEM, que correspondem ao centro de cada módulo, é adicionada a altura do respectivo pedestal de fixação que tem, neste caso, 90 cm. Este valor deve corresponder ao comprimento aproximado de metade da diagonal do módulo de forma a possibilitar uma larga amplitude de inclinações e azimutes.

Finalmente será necessário representar os módulos no terreno. O método usado está descrito na secção seguinte e ajuda a entender o modo de implementação dos módulos sobre o terreno.

2.4.4. Representação dos módulos

A representação dos módulos é feita através da definição das posições x,y,z dos módulos através da equação do plano, tendo em conta a inclinação e orientação do plano que contém o módulo. Esse plano é definido por um ponto, neste caso é o ponto central do módulo, e um vector que descreve a sua inclinação e orientação como é representado na figura 15.

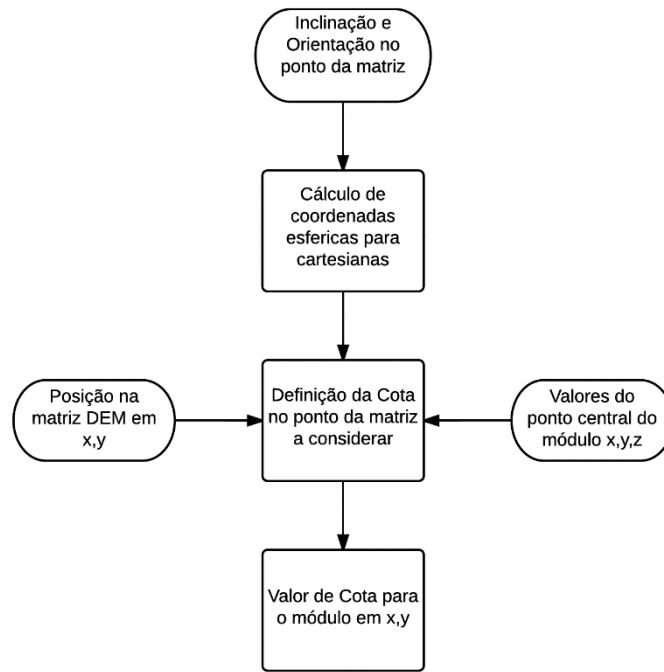


Figura 13: Fluxograma da criação do plano dos módulos.

A figura 13 representa o comportamento do modelo e todos os processos de cálculo necessários.

É também necessário definir as dimensões da projecção do módulo em x e y uma vez que as mesmas variam de acordo com a inclinação e orientação do módulo. Para demonstrar este efeito vamos considerar um módulo com uma inclinação de 0 graus e outro com uma inclinação de 45 graus, ambos com a mesma direção, a figura 14 representa esse efeito no eixo dos x,y .

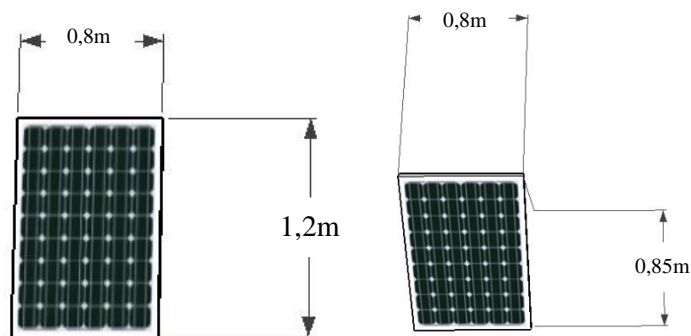


Figura 14: O módulo da esquerda representa as dimensões x,y para a inclinação de 0 graus e o módulo da direita representa as dimensões x,y para a inclinação de 45 graus.

Assim sendo, foi necessário definir as dimensões reais das projecções dos módulos em x e y antes de obter as alturas. A seguinte condição define o redimensionamento, onde P_y e P_x são os

valores centrais do módulo e x_1 e y_1 são as dimensões do vetor unitário representado pelas inclinações e orientações dos módulos.

$$\begin{cases} Y_{real} = (Y_{matriz} - P_y) * \cos(inclinação) + P_y, se y_1 \neq 0 \\ X_{real} = (X_{matriz} - P_x) * \cos(inclinação) + P_x, se x_1 \neq 0 \end{cases} \quad (29)$$

Uma vez obtidos os valores reais das posições dos módulos, e através de uma transformação de coordenadas esféricas para cartesianas da inclinação e orientação do módulo [21], podemos obter os valores das coordenadas (a,b,c). Assim podemos definir a última variável que ainda não é conhecida e que é a variável d representada na expressão 30.

$$aP_x + bP_y + cP_z + d = n \quad (30)$$

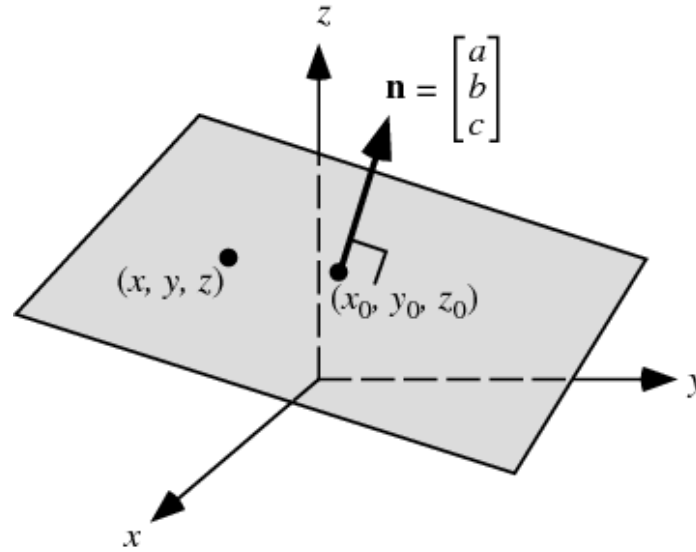


Figura 15: Vetores para a definição da equação do plano [22]

Finalmente temos a altura de cada célula do módulo que é dada por:

$$Z = \frac{n - d - aX - bY}{c} \quad (31)$$

2.5. Cálculo de Sombras

2.5.1. Descrição do modelo de sombra

Para obter um mapa de sombreamento utilizamos um algoritmo baseado em *voxels* no espaço tridimensional, calculando o volume a sombreado sob a superfície da matriz definida [23]. A figura 16 representa o modo de funcionamento do modelo.

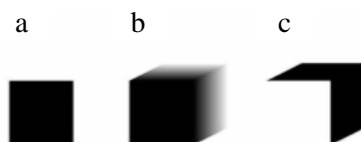


Figura 16: representação do funcionamento do modelo onde: a) é a zona do terreno considerado; b) é o volume de sombra, onde a escala de cinzento corresponde as diferentes alturas de sombra ao longo do terreno; c) é o mapa de sombras agora apenas com as zonas de sombra definidas a um valor arbitrário.

Para demonstrar o resultado gerado pelo modelo consideramos uma estrutura de 100 metros de altura e 5x4 metros de dimensões, num terreno de 146x19 metros.

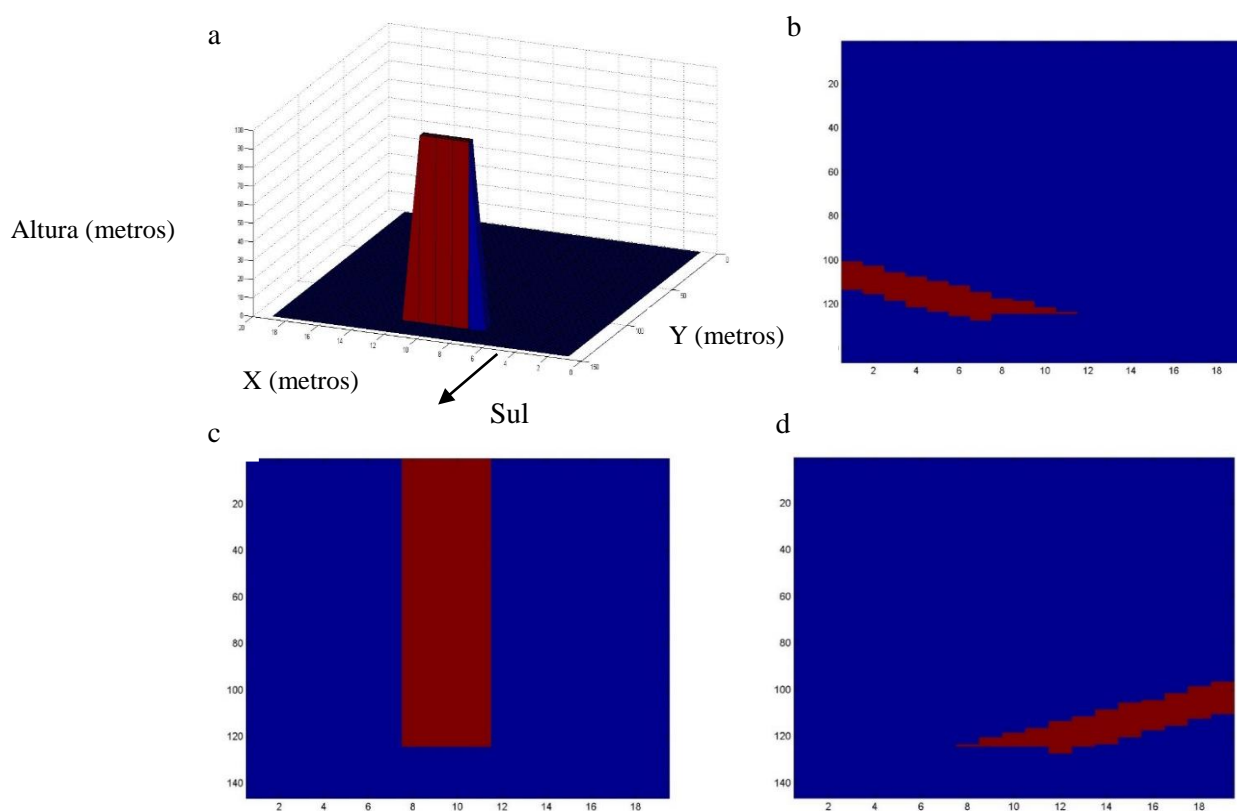


Figura 17: a) Representação de uma estrutura num terreno para análise de sombreamento; b) Representa o sombreamento ao início do dia; c) Representa o sombreamento quando o sol se encontra a sul; d) Representa o sombreamento ao fim do dia;

A vermelho indica-se o sombreamento e a azul as zonas do terreno que vêem a radiação direta solar. Assim conseguimos obter uma representação do sombreamento sobre um terreno e as suas superfícies.

A figura 17 descreve o modo de funcionamento do modelo de sombras sendo que o mesmo se encontra dentro de um ciclo que é limitado pelo tamanho do terreno em estudo.

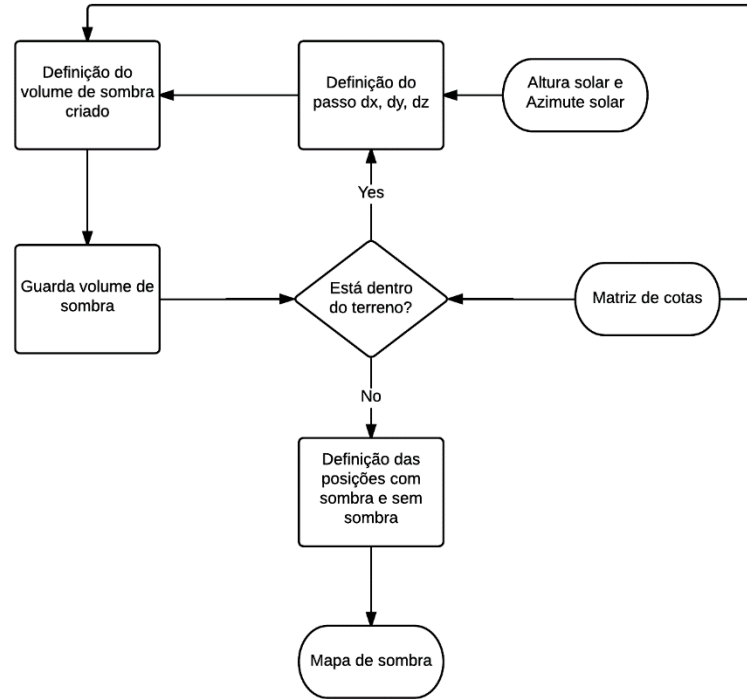


Figura 18: Fluxograma de funcionameto do modelo de sombra.

Para que o modelo explore todo o espaço delimitado pelo terreno, começamos por definir “dx”, “dy” e “dz”:

$$dx = -i * \cos(\text{azimuth}) \quad (32)$$

$$dy = i * \sin(\text{azimuth}) \quad (33)$$

$$dz = i * \frac{\tan(\text{altitude})}{\text{scale}} \quad (34)$$

onde i é o índice de incrementação de espaço, a variável “scale” é um factor de escala do voxel para que consigamos obter sombreamento com uma maior precisão para diversos tipos de alturas de terreno. As expressões seguintes demonstram os limites de cálculo do volume de sombra sobre o terreno, a expressão 39 representa então o cálculo do volume de sombra.

$$x_1 = \left(\frac{dx + \text{abs}(dx)}{2} \right) + 1 \quad (35)$$

$$x_2 = \left(\maxdimx + \frac{dx - \text{abs}(dx)}{2} \right) \quad (36)$$

$$y_1 = \left(\frac{dy + \text{abs}(dy)}{2} \right) + 1 \quad (37)$$

$$y_2 = \left(\maxdimy + \frac{dy - \text{abs}(dy)}{2} \right) \quad (38)$$

$$Vol_{sombra} = \int_{x_1}^{x_2} \int_{y_1}^{y_2} (\text{Sup}(dx, dy) - dz) dx dy \quad (39)$$

Onde “*maxdimx*” e “*maxdimy*” são o tamanho máximo do terreno em estudo. Este tipo de abordagem permite observar os valores de terreno em cada posição da matriz e obter os volumes de sombreamento dos mesmos quando subtraídos por *dz*. Para se obter um mapa de sombreamento basta encontrar as zonas no terreno em que existe volume de sombreamento e atribuir às mesmas o valor de 1 e 0 a todas as zonas sem sombreamento.

2.5.2. Sombreamento sobre a superfície dos módulos

Uma vez que as dimensões em *x* e *y* tiveram de ser alteradas das dimensões do módulo (como explicado no sub-capítulo 2.4.4. de criação do plano), para que conseguíssemos obter o mapa de sombreamentos sobre a superfície temos agora de converter cada um dos módulos e os seus sombreamentos as suas dimensões reais, para assim obter módulos com valores por célula de sombra.

Existe então uma alteração ao nível das matrizes de superfície, de sombreamento e do DEM. Inicialmente são criadas duas matrizes com os valores das localizações dos módulos no terreno e das sombras nos mesmos. Depois   retirada cada zona ocupada pelos módulos e disposta em camadas (pela mesma metodologia demonstrada na criação da superfície) de forma a isolar os módulos e tratar a informação de cada um deles de forma independente.

É feito um rescalonamento dos valores de cada módulo em *x* e *y* para as dimensões do módulo uma vez que   necessário obter valores de sombra para cada célula, assim para o caso em estudo temos uma dimensão de 24x16 tendo em conta que cada célula tem 25 cm².

Finalmente os valores de sombreamento são agrupados para as dimensões de 12x8 tendo em conta a dimensão do módulo e considerando o sombreamento para quando mais de 25% da célula está a sombreado, devido as perdas de potência significativas notadas pela diminuição de radiação direta, como demonstrado em [24]–[26].

Num tipo de avaliação de terreno é importante saber quais são as inclinações e orientações possíveis, uma vez que nenhum dos módulos pode entrar em colisão com o terreno. Assim sendo o próprio terreno vai servir como elemento limitador das inclinações e orientações uma vez que vai fornecer zonas completamente a sombreado quando os módulos se encontram enterrados, que são conseqüentemente eliminados durante a fase de avaliação multi-objectivo do Algoritmo Genético.

2.6. Cálculo de Potência do módulo

2.6.1. Curvas IV e comportamento com sombreamento

Para que seja possível prever a produção de um módulo fotovoltaico é necessário observar o seu comportamento e desempenho. É possível observar o comportamento do módulo através da obtenção de uma curva de corrente em função da tensão, ou curva IV. O comportamento da curva depende das condições em que o módulo se encontra, uma vez que ao existir sombreamento sobre o módulo a produção não é constante ao longo deste.

O módulo considerado no cálculo foi um *Sanyo HIT 195* sendo que as figuras 19 e 20 apresentam a curva IV com e sem sombreamento. O módulo considerado tem também na sua composição díodos *bypass*, estes ajudam a que numa situação de sombreamento o módulo não entre em sobreaquecimento. Estes estão ligados a um determinado número de células em série e vão conduzir corrente quando existir uma inversão da mesma na série [27].

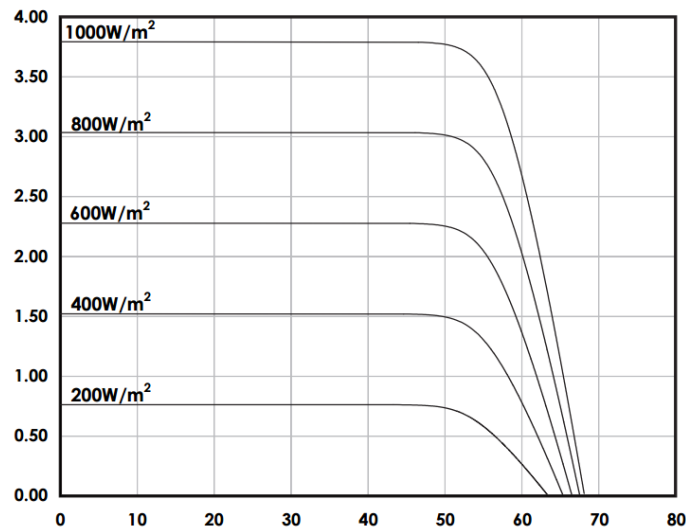


Figura 19: Curva IV do módulo Sanyo HIT 195, onde o eixo do y é a corrente e o eixo do x é a voltagem. Fonte: [28]

Na figura 19 podemos observar o comportamento de um módulo de acordo com a irradiação incidente no módulo, assim como os seus valores de corrente curto-circuito e tensão de circuito aberto. Uma queda na irradiação incidente tem uma grande influência na produção final como é possível observar.

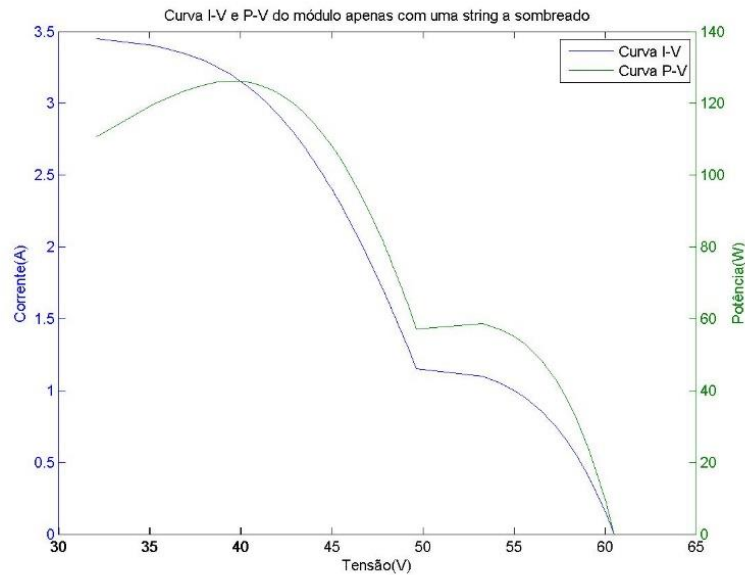


Figura 20: Curva IV e PV do módulo com uma série a sombreado. Fonte: modelo de produção fotovoltaica (Matlab)

A figura 20 apresenta o comportamento de um módulo com um díodo *bypass* em situação de sombreado, sendo esta a perda para uma série de células apenas, podemos observar que o módulo vai produzir menos comparado   situação de módulo sem sombreado.

2.6.1.1. Implementação do modelo de Produção dos módulos

Para que seja possível obter um algoritmo de produção fotovoltaica temos primeiro de ter em considerações algumas características dos parques, de forma a simplificar a aproximação com a realidade. Uma delas é que cada módulo fornece apenas dois resultados, que são a corrente e tensão máxima possível de gerar nas condições verificadas. Isto deve-se ao facto de os inversores dos parques estarem modelados para obter o máximo de potência possível em cada série de módulos [29],[30]. Esta condição é explicada mais à frente durante o cálculo da energia produzida.

Assim foi implementado o modelo de produção fotovoltaica segundo o modelo usado em [31], neste modelo temos a capacidade de prever o comportamento do módulo ao nível da célula.

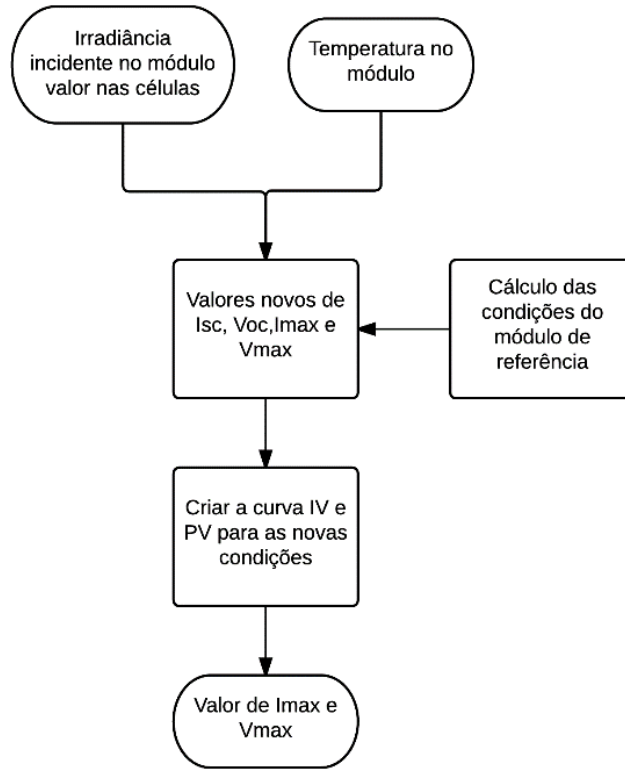


Figura 21: Fluxograma do funcionamento do modelo de potência

A figura 21 descreve o comportamento do modelo e dos passos necessários para obter os valores de corrente máxima e tensão máxima nos módulos.

2.6.1.2. Extração dos parâmetros físicos do módulo

A seguinte expressão demonstra como se vai obter o valor de corrente para cada célula fotovoltaica.

$$I = I_{ph} - I_d - I_{sh} = I_{ph} - I_0 \left(e^{\left(\frac{V + I \times R_s}{a_{pv}} \right)} - 1 \right) - \frac{V + I \times R_s}{R_{sh}} \quad (40)$$

Onde a_{pv} é,

$$a_{pv} = \frac{nkT}{q} \quad (41)$$

Os valores de n , k e q estão tabelados sendo que n   o fator ideal do díodo, k   a constante de Stefan-Boltzmann (1.38×10^{-23} J/K) e q é a carga de um eletrão (1.6×10^{-19} C).

Desta forma apenas temos de saber qual é o valor: I_{ph} , I_0 , R_s , R_{sh} e a_{pv} . Estes valores são parte de um sistema de cinco equações a cinco incógnitas que é resolvido a partir da obtenção dos declives das retas aproximadas a I_{sc} e V_{oc} ($\frac{dV}{dI}\big|_{V=0}$, $\frac{dV}{dI}\big|_{I=0}$). Estes valores foram obtidos através da observação da figura 19 onde foram retirados os declives para as condições STC (1000 W/m^2 , AM 1.5 e 25° C).

$$\left. \frac{dV}{dI} \right|_{V=0} = -R_s - \frac{a_{pv} R_{sh}}{a_{pv} + I_0 R_{sh} e^{\left(\frac{I_{sc} \times R_s}{a_{pv}} \right)}} \quad (42)$$

$$\left. \frac{dV}{dI} \right|_{I=0} = -R_s - \frac{a_{pv} R_{sh}}{a_{pv} + I_0 R_{sh} e^{\left(\frac{V_{oc}}{a_{pv}} \right)}} \quad (43)$$

Resolvendo as equações anteriores foi possível construir o seguinte sistema de 5 equações.

$$R_s = \frac{V_{mp} \left(\left. \frac{dV}{dI} \right|_{I=0} - \left. \frac{dV}{dI} \right|_{V=0} \right) \left[\left. \frac{dV}{dI} \right|_{V=0} (I_{sc} - I_{mp}) + V_{mp} \right] - \left. \frac{dV}{dI} \right|_{I=0} \left(\left(\left. \frac{dV}{dI} \right|_{V=0} I_{mp} + V_{mp} \right) \left(\left. \frac{dV}{dI} \right|_{V=0} I_{sc} - V_{oc} \right) \right)}{I_{mp} \left(\left. \frac{dV}{dI} \right|_{I=0} - \left. \frac{dV}{dI} \right|_{V=0} \right) \left[\left. \frac{dV}{dI} \right|_{V=0} (I_{sc} - I_{mp}) + V_{mp} \right] + \left(\left. \frac{dV}{dI} \right|_{V=0} I_{mp} + V_{mp} \right) \left(\left. \frac{dV}{dI} \right|_{V=0} I_{sc} - V_{oc} \right)} \quad (44)$$

$$R_{sh} = -R_s - \left. \frac{dV}{dI} \right|_{V=0} \quad (45)$$

$$I_{ph} = I_{sc} \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) \quad (46)$$

$$a_{pv} = \frac{\left(\left. \frac{dV}{dI} \right|_{I=0} + R_s \right) \left(\left. \frac{dV}{dI} \right|_{V=0} I_{sc} + V_{oc} \right)}{\left. \frac{dV}{dI} \right|_{I=0} - \left. \frac{dV}{dI} \right|_{V=0}} \quad (47)$$

$$I_0 = \frac{I_{ph} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}}}{e^{\left(\frac{V_{oc}}{a_{pv}} \right)} - 1} \quad (48)$$

Assim conseguimos obter os valores de I , R_s , R_{sh} , I_0 , I_{ph} , a_{pv} e V para as condições STC sendo que, para que seja possível obter os valores para cada condição de irradiância, sombra e temperatura vamos usar a metodologia no modelo apresentado em [32], desta forma para se obter o novo valor de I e V ,   necessário obter o valor de variação da corrente e tensão.

$$I_{new} = I_{ref} - \Delta I \quad (49)$$

Assim para obter o valor de I_{sc} temos de saber qual é o valor de ΔI que é dado pelas seguintes expressões:

$$\Delta I = I_{sc,ref} \left(\frac{\phi}{\phi_{ref}} - 1 \right) + \mu_{ISC} \left(\frac{\phi}{\phi_{ref}} \right) \Delta T \quad (50)$$

$$\Delta T = T_c - T_{c,ref} \quad (51)$$

Temos de ter em atenção que μ_{ISC} é o coeficiente de temperatura em relação   corrente fornecida nas especificações de cada módulo e T_c a temperatura do módulo, ϕ e ϕ_{ref} são as irradiancias incidentes sobre o módulo e o valor de irradiancia de referência, respectivamente. Os valores de temperatura ambiente e irradiancia foram retirados da mesma fonte anteriormente descrita no cálculo do ângulo de incidência, sendo que os valores de irradiancia fornecidos contemplam a irradiancia directa e difusa. Os valores de irradiancia difusa são valores em todo o horizonte, obtidos através da recolha de dados do ano de 2005 e portanto não consideram o *skyview factor* que é a consideração dos valores de irradiancia para os diferentes objetos que se encontram no hemisfério do ponto de recolha de dados.

Para obter o valor de T_c temos de considerar a *Nominal Operatingl Cell Temperature* (NOCT) que é a temperatura nominal de funcionamento quando a irradiancia   800 W/m². A temperatura ambiente é diferente de acordo com a irradiancia considerada para cada intervalo de tempo.

$$T_c = T_{amb} + \frac{(NOCT - 20)}{800} \times \phi \quad (52)$$

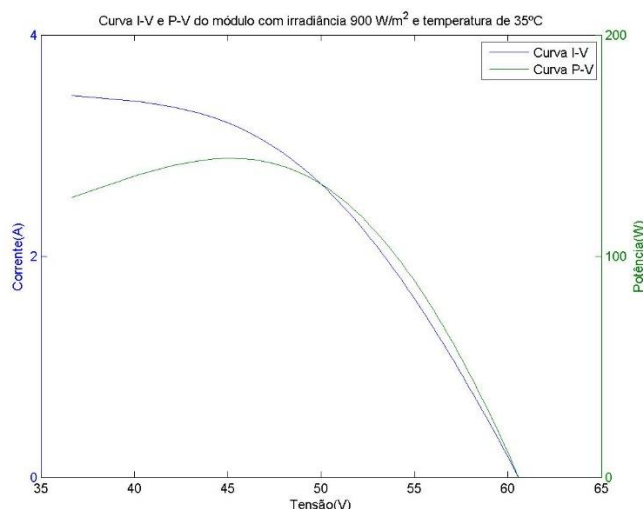
Após obter o valor de corrente de curto-circuito apenas falta obter os valores de tensão de circuito aberto e os valores de tensão máxima e corrente máxima. Assim V_{oc} é definido por:

$$V_{new} = V_{ref} + \Delta V \quad (53)$$

$$\Delta V = \mu_{VOC} \Delta T - R_s \Delta I \quad (54)$$

Temos que para o ponto V_{oc} o valor novo de I é 0, logo o valor de ΔI é igual a $-I_{ref}$ sendo que desta forma conseguimos obter a variação de tensão e consequentemente o V_{oc} .

Uma vez tendo todos os valores de tensão e corrente   possível recalcular os parâmetros físicos do módulo para as novas condições e obter através do uso da fórmula (40) a nossa curva IV. Por último vamos retirar os valores de corrente e tensão máxima dos valores da curva IV recalculados. A figura 22 apresenta a curva IV para os novos valores de I_{sc} , V_{oc} , V_{max} , I_{max} .


 Figura 22: Curva IV e PV do módulo com irradiância 900 W/m^2 e temperatura de 35°C .

2.6.1.3. Produção em condições de sombra

Após desenvolver todo o modelo relativo a corrente máxima e tensão máxima possível de extrair em qualquer caso de sombreamento, foram dadas várias hipóteses, de forma a observar o comportamento do módulo em condições não ideais. Assim sendo foram estudados 3 cenários de sombreamento que são apresentados em seguida.

Os valores representados nas figuras correspondem às Irradiâncias consideradas para cada célula do módulo fotovoltaico. Neste caso o módulo é composto por 96 células sendo que cada série de células tem 12 células e está dividido em 8 séries, existem 4 diodos *bypass* que conjugam 2 séries de células.

Para estes exemplos foi sempre considerado como a irradiância máxima o valor de 900 W/m^2 pois este é o valor mais próximo do nosso recurso disponível máximo. Também consideramos sempre radiação nas zonas de sombreamento uma vez que existe sempre radiação difusa que poderá ser absorvida pelo módulo. Assim foram obtidos os seguintes gráficos com as curvas IV e PV do módulo. A análise destes gráficos é feita gráfico a gráfico de forma a tornar mais fácil a sua compreensão.

300	900	900	900	900	900	900	900
300	900	900	900	900	900	900	900
300	900	900	900	900	900	900	900
300	900	900	900	900	900	900	900
300	900	900	900	900	900	900	900
300	900	900	900	900	900	900	900
300	900	900	900	900	900	900	900
300	900	900	900	900	900	900	900
300	900	900	900	900	900	900	900
300	900	900	900	900	900	900	900
300	900	900	900	900	900	900	900
300	900	900	900	900	900	900	900

Figura 23: Exemplo 1 onde apenas uma “série” do módulo se encontra a sombreado.

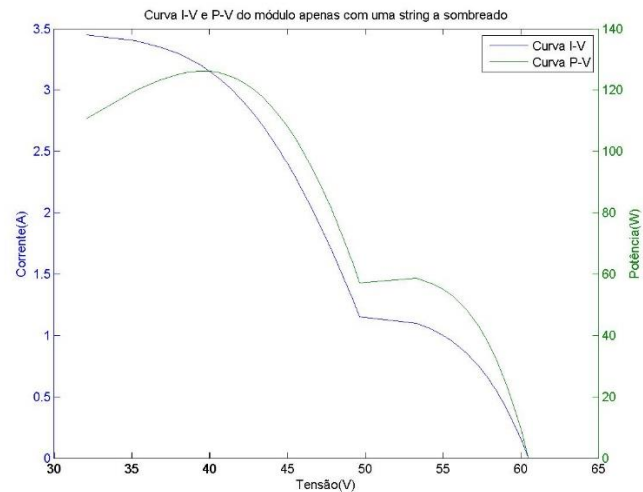


Figura 24: Curva I-V e P-V do módulo apenas com uma série a combreado, Exemplo 1.

Para o exemplo 1 o que observamos é que apenas uma série de células se encontra em condição de sombra e existe uma clara diminuição do desempenho do módulo mostrando aquele “degrau” na curva IV, o valor de Potencia   também consequentemente afetado.

900	900	900	900	900	900	900	900
900	900	900	900	900	900	900	900
900	900	900	900	900	900	900	900
900	900	900	900	900	900	900	900
900	900	900	900	900	900	900	900
900	900	900	900	900	900	900	900
900	900	900	900	900	900	900	900
900	900	900	900	900	900	900	900
900	900	900	900	900	900	900	900
900	900	900	900	900	900	900	900
300	300	300	300	300	300	300	300
300	300	300	300	300	300	300	300

Figura 25: Exemplo 2 onde apenas duas células do módulo por “série” se encontram a sombreado.

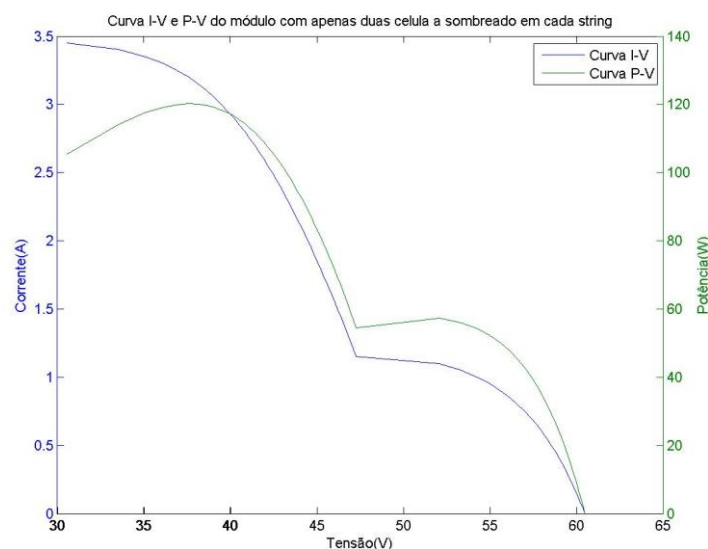


Figura 26: Curva I-V e P-V do módulo com apenas duas células a sombreado em cada série, Exemplo 2.

Para o exemplo 2 existe uma diminuição ainda maior de potência, isto deve-se ao facto de existir uma maior área a sombreado na superfície do módulo. Este tipo de sombreamento é bastante comum nas aplicações fotovoltaicas devido à distância entre linhas de módulos.

900	900	900	900	900	900	900	900
900	900	900	900	900	900	900	900
900	900	900	900	900	900	900	900
900	900	900	900	900	900	900	900
900	900	900	900	900	900	900	900
900	900	900	900	900	900	900	900
900	900	900	900	900	900	900	900
900	900	300	900	900	900	900	900
900	300	300	900	900	900	900	900
900	300	900	900	900	900	900	900
300	300	900	900	900	900	900	900
300	900	900	900	900	900	900	900

Figura 27: Exemplo 3 onde temos uma situação de sombra com 3 séries com sombra.

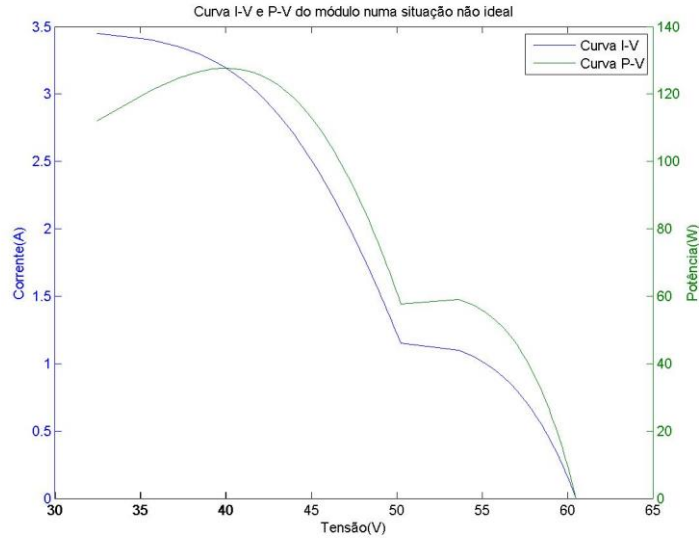


Figura 28: Curva I-V e P-V do módulo no exemplo 3.

Para o exemplo 3 o que notamos é que a influência sobre o módulo é bastante parecida com apenas uma série de células em sombra, isto deve-se ao facto de existir um menor número de células a sombreado ao longo do módulo. Este tipo de sombreamento é bastante comum no caso de existirem estruturas que passam a obstruir o módulo e são bastante comuns tanto em ambiente urbano como rural quer seja através de estruturas como por vegetação.

2.7. Cálculo de Energia Total

Para o cálculo de Energia Total temos de saber quais são as dimensões de cada série de módulos, estas dimensões são limitadas essencialmente pelas características dos inversores a usar e do custo associado a cada um dos inversores, assim sendo as ligações dos inversores irão ter um impacto não só na produção de energia mas também no custo final de implementação do parque solar.

Para que a produção de energia seja feita de acordo com as ligações temos de considerar que em cada série de módulos temos sempre o mínimo de corrente máxima da série dos módulos e a soma das tensões da série considerada, como indicado nas eqs 55 e 56:

$$I_{string} = \min(I_{mp}) \quad (55)$$

$$V_{string} = \sum_{m=1}^i V_{mp} \quad (56)$$

Onde I_{mp} e V_{mp} é o valor de corrente máxima de todos os módulos da série e o valor de tensão máxima da série, respectivamente. Assim a potência é dada por:

$$P_{string} = V_{string} \times I_{string} \quad (57)$$

Uma vez que temos a potência fornecida por cada série de módulos a produção de energia   então a soma de todas as potências pelo intervalo de tempo considerado.

No modelo são analisadas diferentes configurações de ligação entre os módulos e os resultados dos custos e energia associados [33]. A figura 29 representa um exemplo de ligação de módulos entre eles permitindo posteriormente o cálculo de energia das séries criadas.

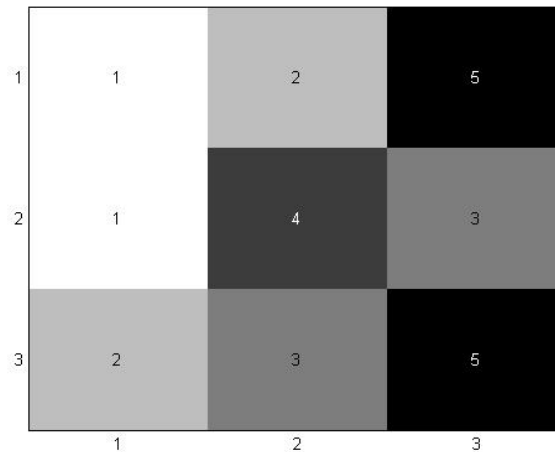


Figura 29: Ligação dos módulos no terreno em séries. Cada quadrado representa um módulo e os números no interior, assim como a cor identificam a série a qual estão ligados.

Pode observar-se que o esquema de ligação da figura 29 apenas comporta 9 módulos no terreno e que cada um deles se encontra ligado em séries de módulos, sendo que temos um total de 5 séries de módulos e que quando os números dentro de cada quadrado se repetem isso significa que estão ligados entre eles. Assim sendo, o único módulo isolado é o central pois não existe outro módulo com ligação 4. Na configuração das ligações entre módulos é possível que um ou mais elementos sejam identificados com o valor 0, neste caso os mesmos não são tidos em conta no cálculo de energia ou na estimativa de custos.

O cálculo de energia, sendo ele o que vai necessitar de mais fases de cálculo devido a todos os processos anteriormente demonstrados, tem então um maior tempo de computação em relação aos modelos a seguir descritos.

2.8. Cálculo dos Custos

Para o cálculo dos custos de cada sistema temos de considerar três variáveis da maior importância, uma vez que as mesmas têm uma grande expressão nos custos totais de um parque fotovoltaico. São elas os custos dos módulos instalados, os custos dos inversores que cont m um maior peso sobre o dimensionamento, devido aos custos dos aparelhos, e os custos de cobre que irão variar de acordo com as ligações dos módulos e das suas séries.

O custo dos módulos é relativamente fácil de obter uma vez que o mesmo apenas depende do número de módulos instalados no terreno. Para o cálculo dos inversores e de cobre temos de abordar vários aspectos do sistema em si.

2.8.1. Cálculo do custo dos inversores e de fio de cobre

Para que o cálculo dos inversores seja possível temos de definir quantos módulos estão ligados por série e quantas séries estão ligadas ao inversor. Para tal temos de considerar a tensão de circuito aberto do módulo, que no nosso caso é de 68.1 Volts, o beta do módulo é o coeficiente de temperatura que é -0.03 V/°C e as temperatura mínima e de referência que são -20 °C e 25 °C, respetivamente. Assim sendo, apenas temos de aplicar as expressões 58 e 59 para saber quantos módulos temos por série e quantas séries por inversor.

$$N^{\circ} \text{ max de módulos} = \text{floor}\left(\frac{\text{Tensão máxima do Inversor}}{V_{cc} * (1 + \text{Beta} * (T_{min} - T_{ref}))}\right) \quad (58)$$

$$N^{\circ} \text{ max de strings} = \text{floor}\left(\frac{\text{Corrente máxima do inversor}}{1,25 * (I_{cc})}\right) \quad (59)$$

Neste caso o *floor* é um arredondamento dos valores obtidos para o valor inteiro a baixo, V_{cc} é a tensão circuito aberto do módulo considerado e I_{cc} é a tensão de curto-circuito do módulo.

Assim sendo, estamos em condições de avaliar quais são as disposições dos inversores e o cálculo de custo dos mesmos. Os valores de Tensão e Corrente máxima do inversor são fornecidos por um ficheiro com todas as informações dos inversores considerados.

O número de módulos ligados por série tem de ser menor que o número máximo de módulos no terreno, e o número de séries tem de ser também menor que número máximo de séries disponíveis, assim sendo e através de uma base de dados de inversores devidamente caracterizados, vamos obter um valor de custo otimizado através da programação linear[34].

Finalmente vamos obter os custos de fio de cobre através de uma linearização da distância dos módulos ao inversor, a partir da programação linear recorrendo ao método do “problema do caixeiro-viajante” para os inversores, que é colocado numa posição optima de acordo com as suas características e o número de séries consideradas. Os valores de custos de fio de cobre são então obtidos através do cálculo da menor distancia entre os módulos da mesma série e a posição do inversor que também é otimizada, sendo depois através da tabela de valores de *American Wire Gauge* (AWG) que é definido o diâmetro do cabo usado para as condições de energia existentes em cada série de módulos. É de acordo com o diâmetro de cabo e o comprimento de fio de cobre existente que é feito o cálculo do custo de fio de cobre. Todo este código foi desenvolvido na publicação [33] e foi a base para o cálculo dos custos considerados.

2.9. Algoritmo Genético

O algoritmo genético é uma ferramenta com uma grande versatilidade e capacidade para procurar de forma completamente autónoma os resultados pretendidos. O algoritmo funciona à semelhança da genética e da replicação dos genes do DNA na reprodução sexuada, sendo que muitos dos termos usados são os mesmos. Este tipo de algoritmo é usado em otimização quer para maximizar e/ou minimizar um ou mais parâmetros em análise, assim como para procurar um valor específico numa distribuição existente.

É pela versatilidade, facilidade de aplicação e compreensão que é usado o algoritmo como ferramenta de otimização multiobjectivo, onde vamos testar, neste caso, diversos terrenos com diferentes disposições dos módulos no terreno (inclinações e orientações) e ligações entre os mesmos de forma a maximizar a produção energética e minimizar o custo de implementação.

A estrutura do algoritmo genético passa pela criação dos indivíduos originais, que constituem a população inicial caracterizados pela inclinação, orientação e número de associações de série de módulos, testar os mesmos relativamente à sua capacidade de produção eléctrica e custo associado, seleccionar e classificá-los de acordo com as melhores opções (atribuindo “*fitness values*”).

A primeira geração de fenótipos é tida como a geração canónica do algoritmo genético, após a sua classificação vão ser criadas novas populações de acordo com o peso definido pela classificação e vamos obter fenótipos filhos que são uma distribuição completamente nova e com uma mistura dos fenótipos (características) dos seus ascendentes. Sendo que os melhores progenitores terão uma maior representação nos fenótipos da descendência.

Existe também um mecanismo de mutação espontânea nos fenótipos filho, que tem a função de promover a exploração de soluções fora do intervalo inicialmente criado pelas características aleatórias dos pais de forma a evitar a convergência para mínimos ou máximos locais do domínio de soluções.

Finalmente avaliam-se os custos e produções dos indivíduos criados e classificam-se os mesmos. O processo geracional repete-se até que exista uma convergência para um conjunto de indivíduos otimizados[35]. Segue-se a descrição em pormenor do funcionamento do algoritmo e dos diferentes métodos usados na definição das classificações e de criação das novas populações assim como a definição de mutação e da sua regularidade.

2.9.1. Criação da primeira geração (Geração Canónica)

Para a criação da primeira geração é necessário conhecer algumas características do terreno. A ocupação é uma variável importante pois vai limitar os sítios possíveis de colocar um módulo. Assim é possível retirar logo à partida módulos de zonas com obstruções tais como árvores ou estruturas artificiais que se encontrem no terreno; é também nesta variável que o utilizador poderá definir se quer preencher todo o terreno com módulos ou apenas parte dele.

É importante definir todo o panorama no qual o algoritmo vai funcionar, tal como, o número máximo de gerações a serem criadas, a pressão de seleção que vai definir qual é o peso que uma nova população tem em relação às outras populações anteriores.

Definir o tipo de problema também é importante. Neste caso procura-se uma minimização e uma maximização, isto significa que estamos à procura de uma convergência para um valor onde a diferença entre os custos e a energia são máximos ou mínimos. Temos também de definir se o tipo de classificação é feita linearmente ou não. A seleção é feita após a classificação, assim como o número de pontos onde a informação dos fenótipos pais é partida e fornecida aos filhos.

Definidas as condições iniciais cria-se uma população arbitrária de números inteiros em representação das inclinações, orientações e ligações dos módulos. Esta distribuição é uma distribuição de valores aleatórios uniformemente distribuídos e que são limitados pelos intervalos de cada uma das variáveis. Em seguida, as populações são organizadas em forma de matrizes

compatíveis com a organização de terreno e é calculado o custo e a energia produzida pela população criada através das funções anteriormente descritas.

2.9.1.1. Seleção dos melhores valores e classificação dos mesmos

Para que as organizações de terreno sejam otimizadas temos de procurar um sistema de avaliação do mesmo, este sistema de avaliação é feito através da atribuição de um valor de *fitness*, que constitui uma determinada pressão de seleção. No caso de estudo usamos uma pressão de 2, isto significa que as melhores características irão obter um *fitness value* mais aproximado de 2 e as piores irão receber *fitness values* mais baixos, sendo que irão ter uma menor expressão no fenótipo seguinte.

A seguinte tabela vai demonstrar a aplicação de um *ranking* e uma população aleatória de inclinações, orientações e ligações:

Tabela 1: Valores de Fitness e número de cópias criadas em cada uma das séries. Fonte:[35]

String	Fitness	R	Copies
001 $b_{1,4} \dots b_{1,L}$	2.0	—	2
101 $b_{2,4} \dots b_{2,L}$	1.9	0.93	2
111 $b_{3,4} \dots b_{3,L}$	1.8	0.65	2
010 $b_{4,4} \dots b_{4,L}$	1.7	0.02	1
111 $b_{5,4} \dots b_{5,L}$	1.6	0.51	2
101 $b_{6,4} \dots b_{6,L}$	1.5	0.20	1
011 $b_{7,4} \dots b_{7,L}$	1.4	0.93	2
001 $b_{8,4} \dots b_{8,L}$	1.3	0.20	1
000 $b_{9,4} \dots b_{9,L}$	1.2	0.37	1
100 $b_{10,4} \dots b_{10,L}$	1.1	0.79	1
010 $b_{11,4} \dots b_{11,L}$	1.0	—	1
011 $b_{12,4} \dots b_{12,L}$	0.9	0.28	1
000 $b_{13,4} \dots b_{13,L}$	0.8	0.13	0
110 $b_{14,4} \dots b_{14,L}$	0.7	0.70	1
110 $b_{15,4} \dots b_{15,L}$	0.6	0.80	1
100 $b_{16,4} \dots b_{16,L}$	0.5	0.51	1
011 $b_{17,4} \dots b_{17,L}$	0.4	0.76	1
000 $b_{18,4} \dots b_{18,L}$	0.3	0.45	0
001 $b_{19,4} \dots b_{19,L}$	0.2	0.61	0
100 $b_{20,4} \dots b_{20,L}$	0.1	0.07	0
010 $b_{21,4} \dots b_{21,L}$	0.0	—	0

Na tabela 1 podemos observar que temos uma distribuição de *fitness* ordenada de 0 a 2 onde 2 é o valor com uma classificação maior, ao observar a coluna denominada *R* observamos que esta coluna é a probabilidade do mesmo gerar 1 copia para a criação da nova geração.

Podemos observar que o *fitness value* 2 vai criar 2 cópias, e que os valores com maior probabilidade *R* irão também criar uma cópia a mais a partir do valor 1 de fitness. Uma vez obtendo os valores e classificação da primeira geração, poderemos começar a organizar a nova geração.

2.9.2. Crossover e criação de novas populações

Para efetuar a criação das novas gerações temos de considerar um método de *crossover*, ou seja, de cruzamento de material genético entre indivíduos. No caso em estudo, vamos usar o modelo de “roleta russa”. Este modelo tem como característica o uso de dois pontos de corte (ou *crossover points*).

Assim são definidos dois pontos de um indivíduo e são substituídos por um novo genoma, tendo em conta o peso dado pelo *fitness value* anteriormente, ou seja, são atribuídos genomas dos indivíduos pais com ênfase nos indivíduos melhores definidos pelos seus valores de *fitness* e depois são organizados aleatoriamente entre os novos indivíduos.

A particularidade do modelo “roleta russa” é o intercalamento aleatório de partes do genoma que são ótimas, permitindo uma maior variabilidade de genomas durante as fases iniciais das gerações.

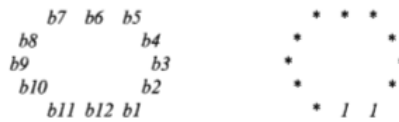


Figura 30: exemplo de um crossover de 2 pontos. Fonte:[35]

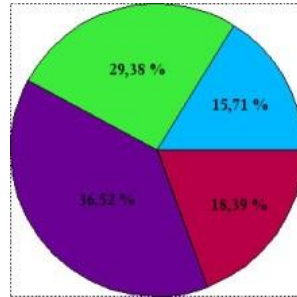


Figura 31: Forma de selecção de roleta. Fonte: [36]

Como se pode observar pelas figuras 30 e 31, considerando que na figura 30 temos do lado esquerdo os genomas a introduzir na nova geração e do lado direito a seleção, se observarmos as percentagens consideradas na figura 31 concluímos que a zona a roxo teria uma maior probabilidade de ser selecionada, sendo essa a que tem a maior expressão no novo indivíduo.

A criação de mutações ao longo da geração de novos indivíduos de forma aleatória permite ao algoritmo despistar uma convergência local dos valores, ou seja, ao criar os indivíduos através de *crossover* de populações anteriores, iríamos obter populações cada vez mais similares às anteriores até convergir para um valor, mas esse poderá não ser o valor otimizado. Para isso temos de criar uma mutação artificial aleatória que vai gerar indivíduos ligeiramente diferentes e procurar outros domínios do intervalo de forma a encontrar o melhor valor na nossa distribuição. A probabilidade de ocorrência de uma mutação está definida como 2,5% e irá ocorrer aleatoriamente ao longo das gerações.

Após várias gerações de estudo obtém-se expressões de inclinação e orientação, assim como, ligações de séries de módulos otimizados que são representados geração a geração por uma curva de Pareto [37].

Nas curvas de Pareto, os valores representados pela mesma cor têm naquela fase de estudo o mesmo peso entre eles. Sendo que cada um deles não é melhor que o outro, o que possibilita observar não só a evolução de cada geração mas também a relação entre os indivíduos e a sua tendência para valores otimizados. As figuras 32 e 33 demonstram a evolução dos indivíduos entre a geração canónica e a geração um.

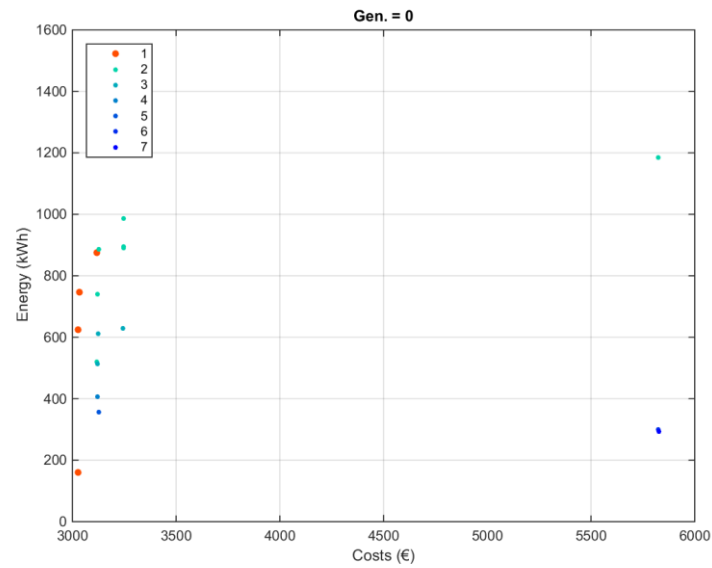


Figura 32: Gráfico Pareto da geração canónica.

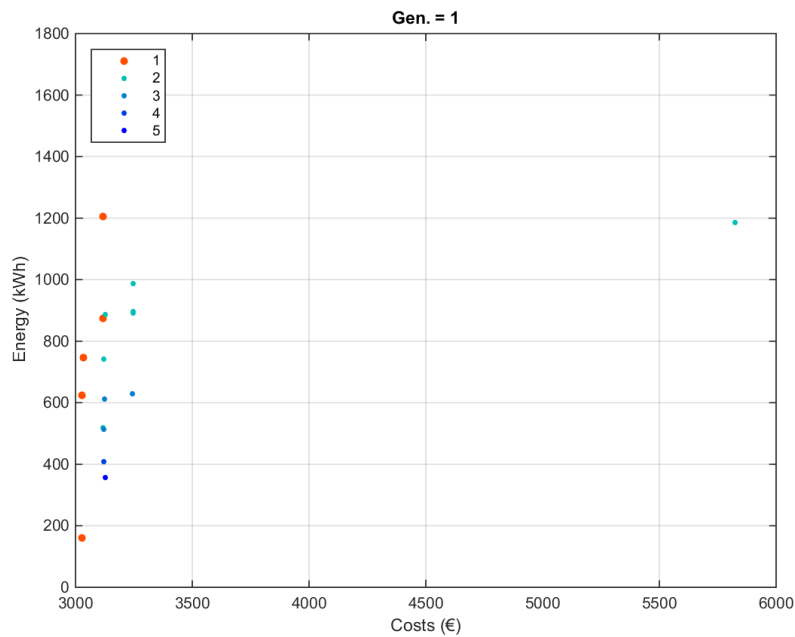


Figura 33: Gráfico Pareto da geração 1.

No caso das figuras 32 e 33 podemos observar que existem diferenças entre os indivíduos da geração canónica e da geração 1, sendo que foram eliminados alguns indivíduos representados na figura 32 e foi adicionado um individuo melhor na geração 1. Esta relação demonstra que ao longo de cada ciclo, as populações são alteradas e vão tender para um cenário de maior produção e menor custo.

Capítulo 3 – Resultados e Discussão

3.1. Posicionamento geográfico do elemento de estudo

Com o objectivo de testar o desempenho do algoritmo desenvolvido, procedeu-se à optimização de uma matriz de 3 x 3 módulos solares num conjunto de condições topográficas diferentes, como ilustrado na fig. 34.

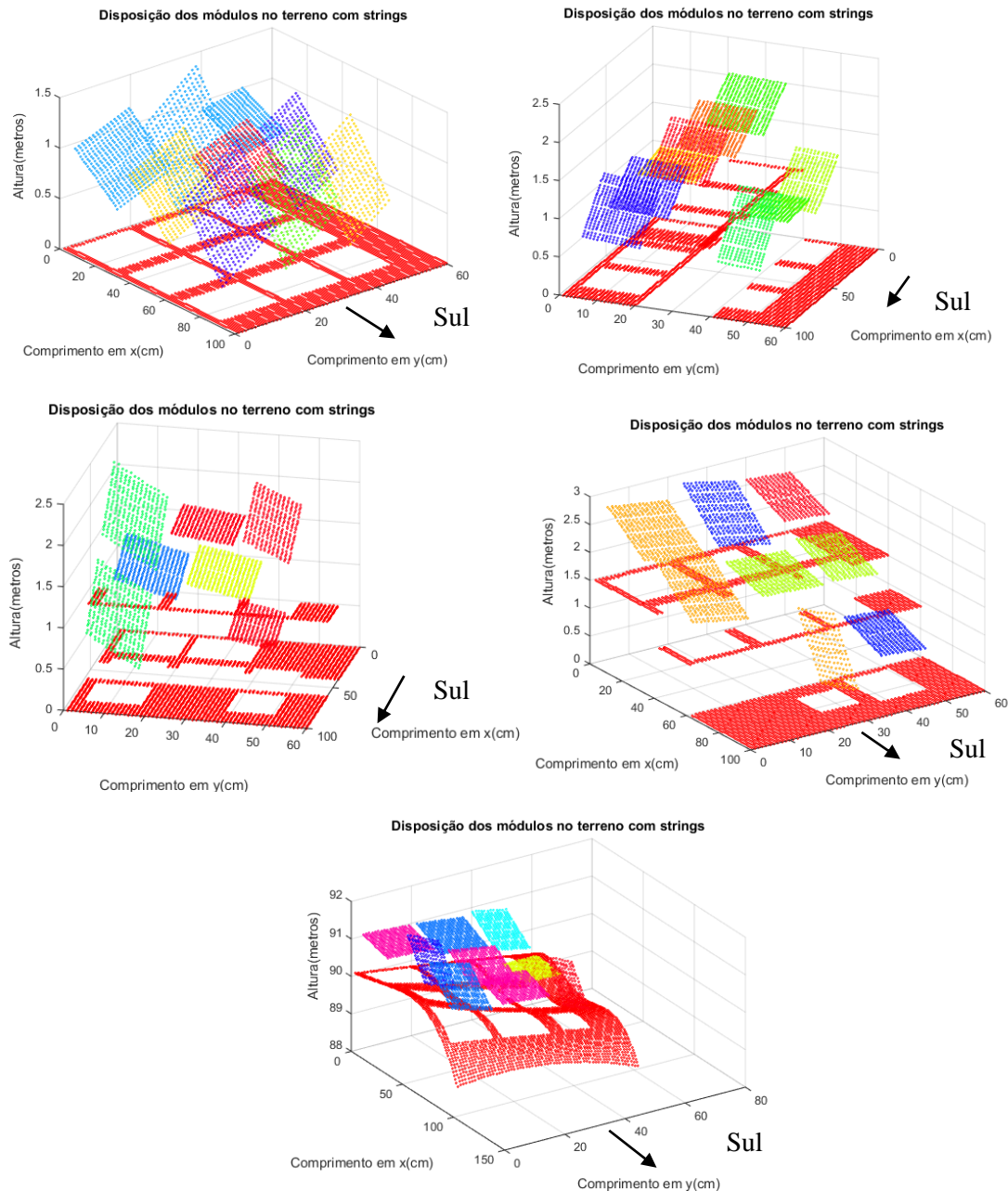


Figura 34: Apresentação das diferentes configurações de terreno.

É avaliado um conjunto de 5 terrenos onde numa primeira análise vamos avaliar um terreno completamente plano; em seguida um terreno com um degrau de 0,9 metros de altura no centro do terreno de norte a sul; outro com um degrau de 0,9 metros de altura de este a oeste; um terreno em escada, onde cada degrau tem o valor de 0,9 somado; e por ultimo o terreno retirado de uma porção do DEM. Com a figura 34 podemos observar que para diferentes terrenos temos disposições de módulos diferentes no terreno. A análise detalhada dos resultados de cada terreno é explicada nos sub-capítulos 3.2, 3.3 e 3.4.

3.2. Representação do modelo usado através do estudo de diversas orologias de teste

Uma vez que já foram apresentadas as metodologias usadas, temos de demonstrar o modo de funcionamento do modelo. Para representar o modelo vamos começar pela implementação de um terreno completamente plano de forma a comparar o modelo com a produção convencional desenvolvida no modelo (com todos os módulos orientados a sul e inclinados a 45 graus), que neste caso estará representado na figura 35. Os valores de energia e custo da produção convencional estão representados a amarelo nas curvas de Pareto.

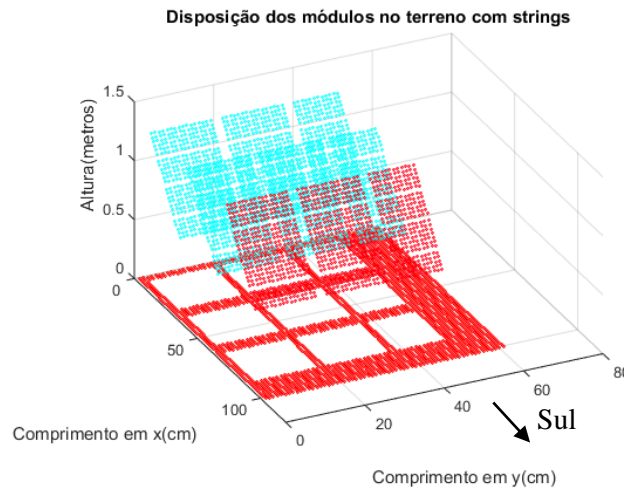


Figura 35: Configuração de módulos com orientação a sul e inclinação de 45 graus (aproximação de uma implementação convencional).

3.2.1. Estudo do Terreno plano de teste

O estudo deste terreno permite observar o comportamento evolutivo das curvas de Pareto ao longo das gerações. Podemos começar por observar a geração canónica e o seu máximo de produção, e consequentemente, a evolução por geração dos indivíduos nas figuras 36, 37 e 38.

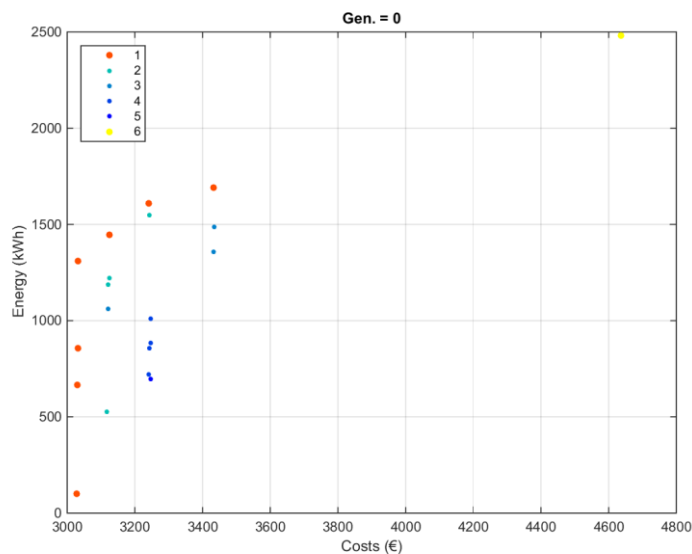


Figura 36: Gráfico Pareto para a geração canónica no terreno plano.

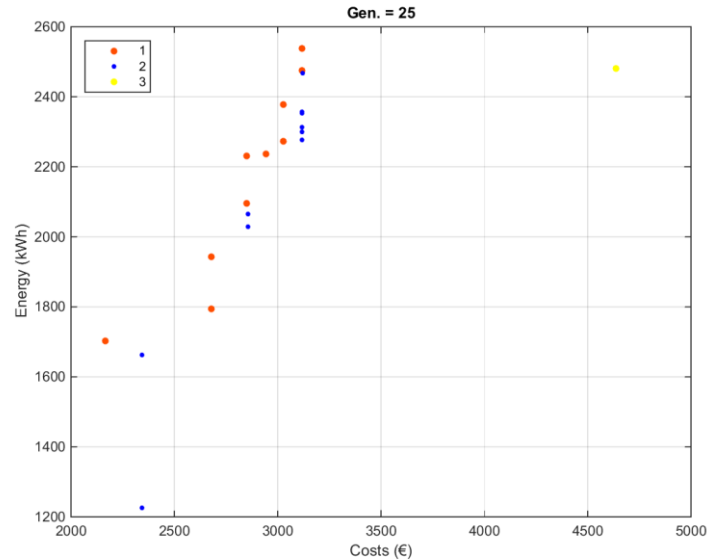


Figura 37: Gráfico Pareto para a geração 25 no terreno plano.

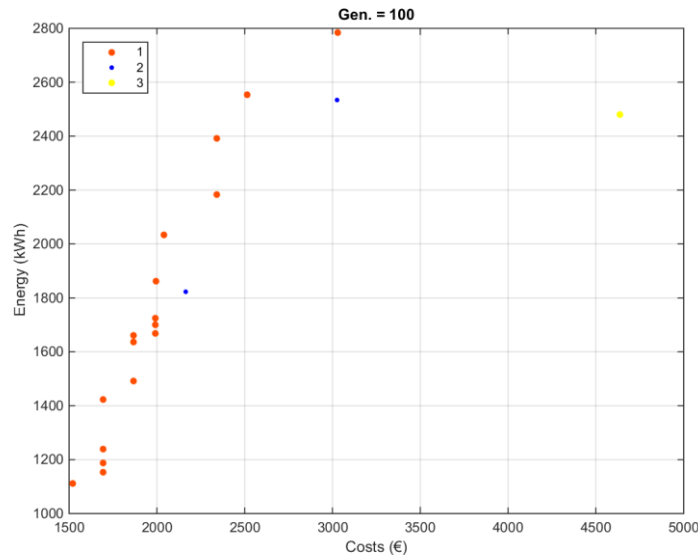


Figura 38: Gráfico Pareto para a geração 25 no terreno plano.

Como podemos observar nas figuras 34, 37 e 38, os valores de energia produzida assim como de custo evoluíram para que existisse uma maximização da produção anual e uma minimização dos custos. Podemos também observar nas gerações iniciais, nomeadamente a geração canónica e a geração 25 têm resultados tanto de energia como de custos bastante diferentes dos valores finais.

Isto demonstra a evolução e a necessidade de criação de diversas gerações para que seja refinado o valor otimizado. Podemos também observar que a produção de energia para um terreno similar ao usado numa implementação convencional é bastante diferente e em muitas situações melhor que a implementação convencional (Orientação sul e inclinação de 30 graus dos módulos) representado a amarelo em todos os gráficos de Pareto.

Temos também de considerar que os custos aqui representados são para situações onde não existe terraplanagem, o que, mesmo considerando esse custo, é ainda vantajoso usar o algoritmo. Para que se entenda melhor esta tendência foram criadas as figuras 39 e 40 para demonstrar o comportamento do algoritmo ao longo das gerações.

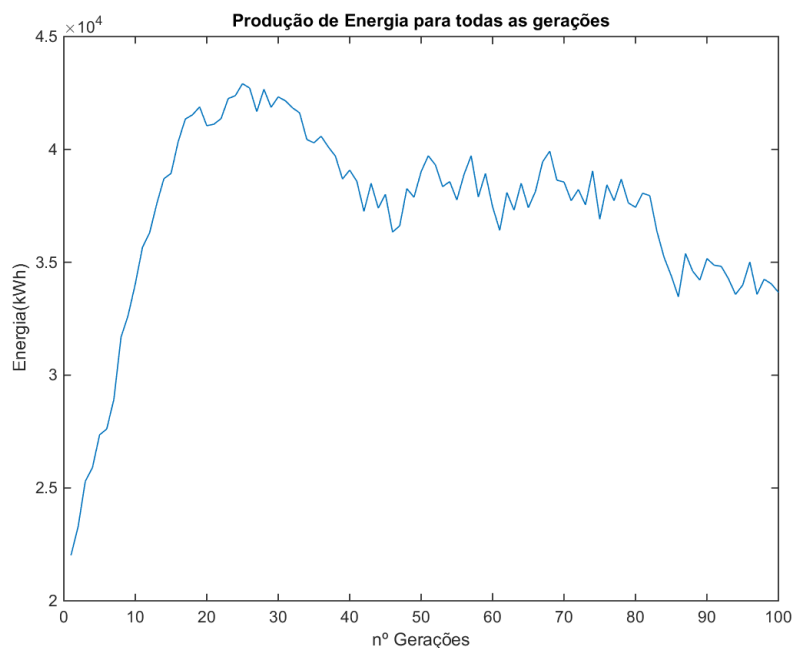


Figura 39: Gráfico de energia ao longo das gerações de todos os indivíduos criados.

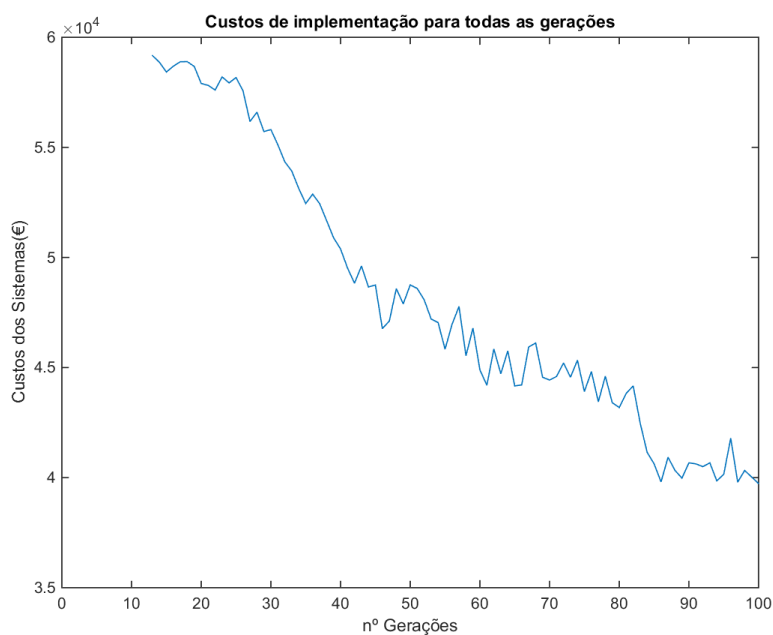


Figura 40: Gráfico de custos ao longo das gerações de todos os indivíduos criados.

Ao observar as figuras 39 e 40 concluímos que existe a tendência, esperada, de maximização de produção e minimização dos custos. Recorde-se que os custos correspondem à soma dos custos dos inversores, módulos e de fio de cobre. A figura 41 representa a evolução geracional dos componentes dos custos.

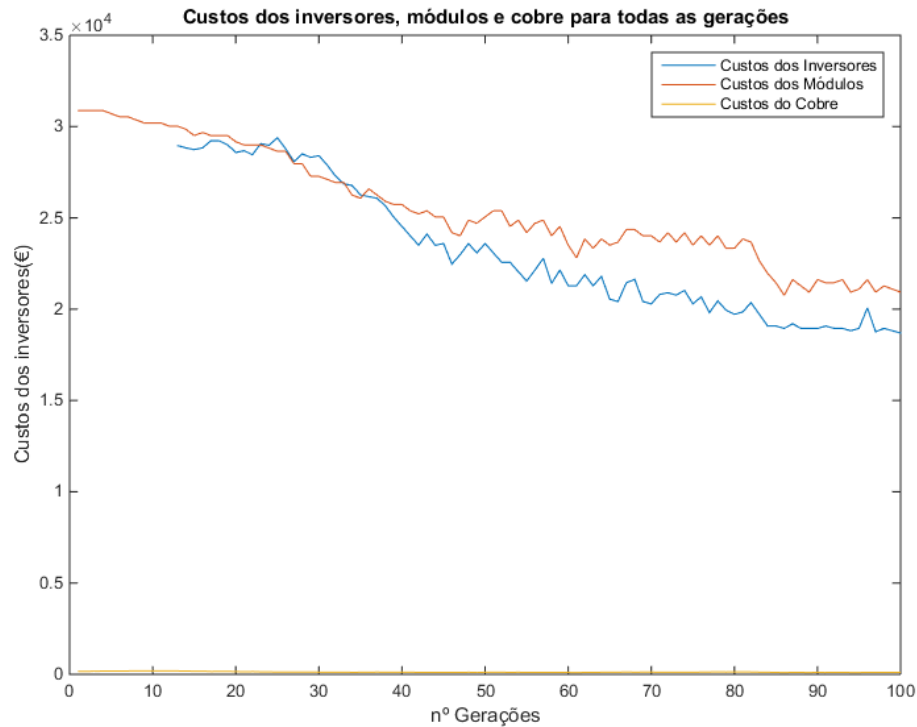


Figura 41: Gráfico de comportamento dos custos de inversores, módulos e cobre ao longo das gerações.

Como podemos observar na figura 40 e 41 as 3 linhas de custos são de facto uma combinação dos custos de inversores, módulos e de fio de cobre.

A figura 42 mostra o rácio entre a soma dos custos e a soma da produção anual de todos os indivíduos em cada geração, demonstrando o comportamento assintótico do mesmo para o mínimo possível de alcançar. A linha representada a vermelho é o rácio da aplicação convencional dos módulos, orientados a sul e com inclinação de 45 graus.

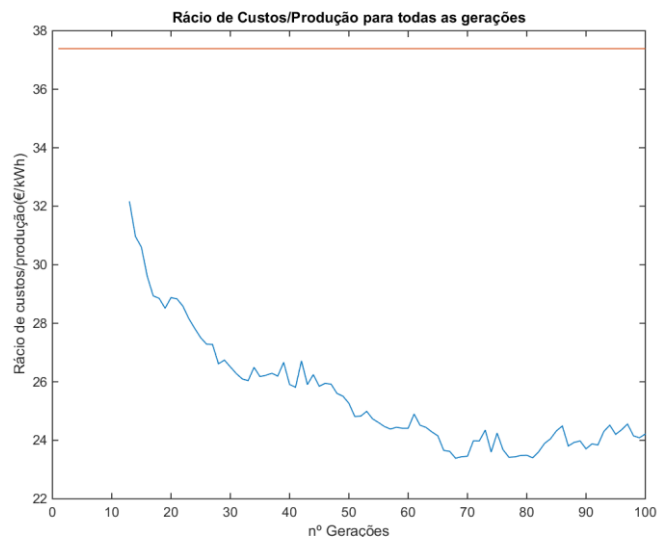


Figura 42: Rácio entre Custos e Produção em cada geração.

Podemos observar os intervalos de custos e produção energética estudados ao longo da aplicação do modelo de forma a compreender a diversidade de cenários testados ao longo do estudo, tal como está representado na figura 43.

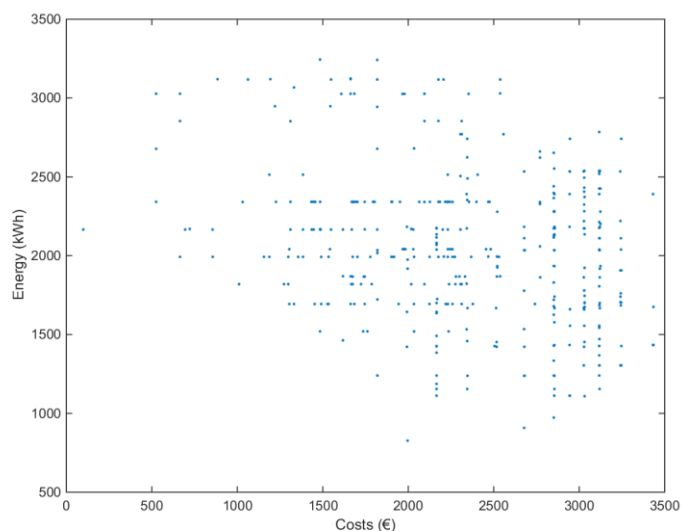


Figura 43: Gráfico das curvas de Pareto criadas com todos os indivíduos.

Para que este estudo seja concluído   necessário demonstrar a diferença entre um tipo de aplicação convencional e os resultados obtidos. Assim na última geração considerámos os melhores indivíduos criados e criámos uma representação dos mesmos no terreno. A figura 44 e a tabela 2 apresentam as soluções otimizadas referentes a geração número 100, assim como a produção e o rácio de custo/ produção.

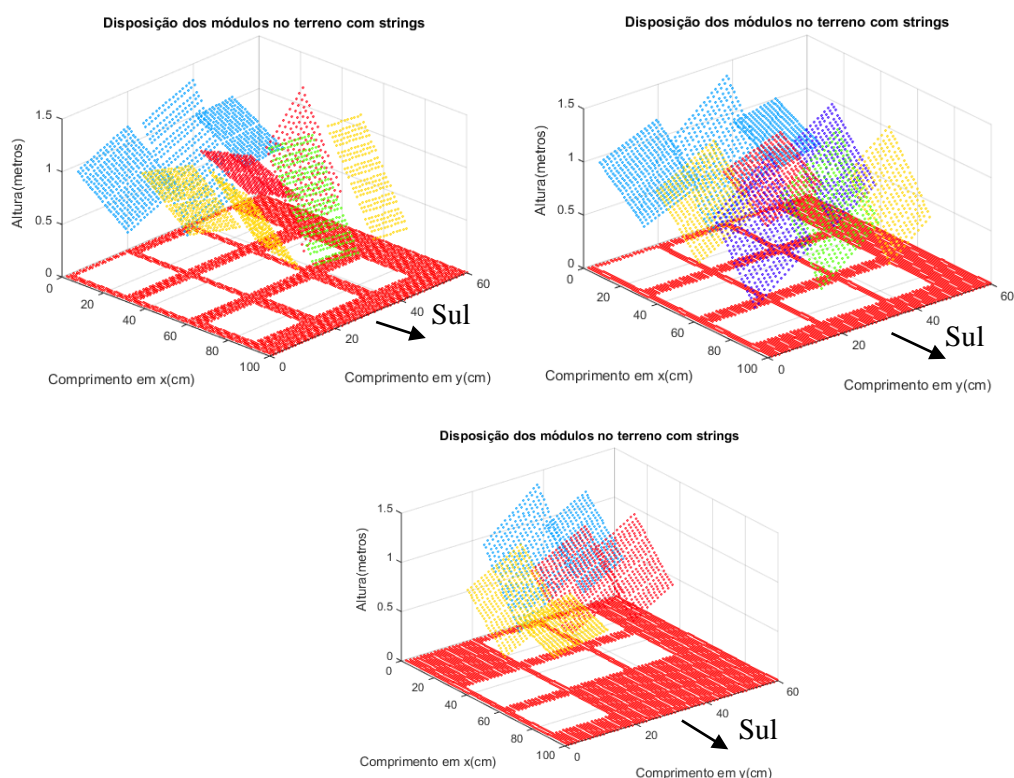


Figura 44: Gráfico superior esquerdo: Solução 1; Gráfico superior direito: Solução 2; Gráfico inferior: Solução 3.

Tabela 2: Energia Produzida e rácio de custos e produção em cada Solução.

	Energia Produzida (kWh.ano)	Racio de custos e produção (€/kWh)
Solução 1	$2,552 \times 10^3$	0,9849
Solução 2	$2,784 \times 10^3$	1,1884
Solução 3	$1,660 \times 10^3$	1,4269
Solução Convencional	$2,480 \times 10^3$	1,8750

Como podemos observar na figura 44, as soluções criadas têm uma disposição no terreno completamente diferente do convencional e as suas produções são superiores ao valor obtido com uma disposição convencional, excepto na solução 3 onde existem menos 3 módulos no terreno, o que por sua vez tem influência na produção final.

É de notar que o tipo soluções é bastante diferente do que é usado convencionalmente. Para além do método convencional para disposição de módulos sobre um determinado terreno existe outro que recorre apenas à maximização da densidade de ocupação de terreno (ground cover ratio ou GCR), de forma a reduzir a quantidade de sombra sobre os módulos [38] e que não é considerado durante a análise do modelo.

Podemos desde já notar que uma aplicação com um factor de densidade de ocupação de terreno vai ter uma grande influência nos custos de implementação dos módulos, uma vez que o custo de terraplanagem vai ser maior conforme o volume de solo necessário a ser movido no terreno em questão.

3.2.2. Estudo do Terreno plano com um degrau de norte a sul

Após o estudo de um terreno simples temos de aumentar gradualmente o grau de complexidade do terreno de teste, de forma a observar certas características do modelo em acção e assim observar as características do modelo em diversas situações.

Assim, foi considerado um terreno ainda plano mas onde existe um degrau de norte a sul dos módulos de forma a observar o comportamento dos mesmos quando nem todos eles se encontram no mesmo plano, a figura 45 apresenta as características do terreno.

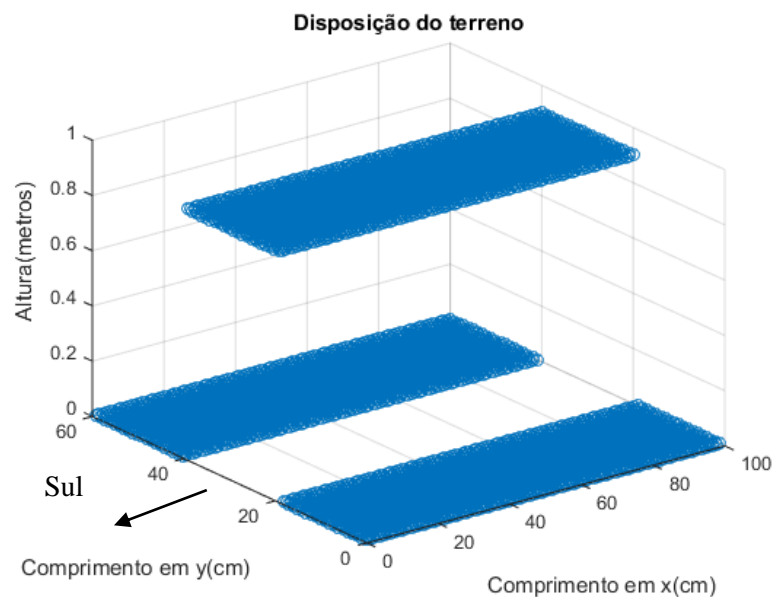


Figura 45: Representação do terreno.

A evolução do terreno é mais uma vez representada através das figuras Pareto 46, 47 e 48.

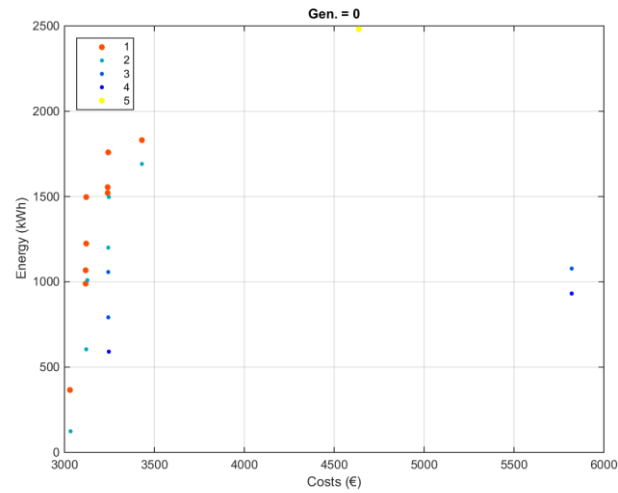


Figura 46: Gráfico Pareto para a geração canónica no terreno considerado.

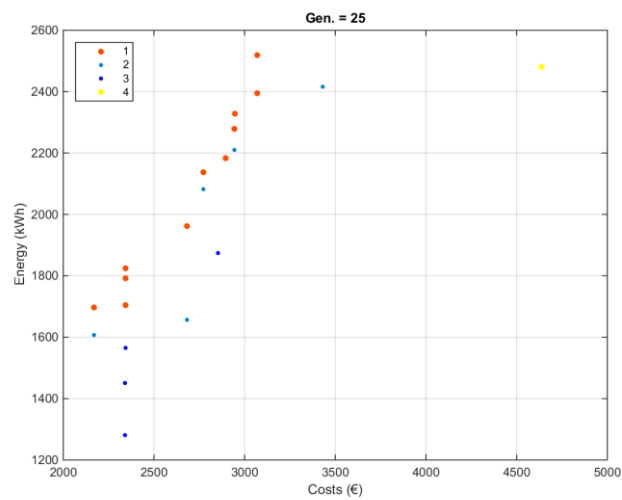


Figura 47: Gráfico Pareto para a geração 25 no terreno plano.

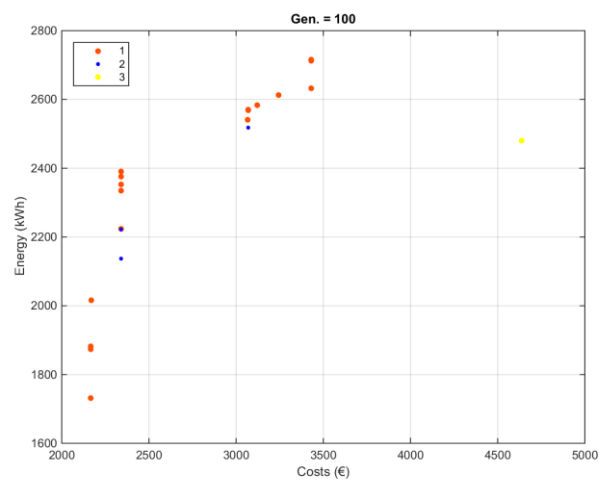


Figura 48: Gráfico Pareto para a geração 100 no terreno plano.

Como podemos observar nas figuras 46, 47 e 48 a evolução da geração canónica para a geração 25 é bastante drástica, mais uma vez é uma consequência directa do carácter aproximadamente assintótico das variáveis Produção e Custo, ou seja, os valores inicialmente evoluem rapidamente entre gerações até que começa a sua aproximação aos valores otimizados e a sua variação é muito pequena.

Mais uma vez conseguimos observar também que os valores de produção tendem para uma maior produção em relação ao cenário conatural para o terreno considerado. Podemos também observar o comportamento dos indivíduos através das figuras 49, 50 e 51.

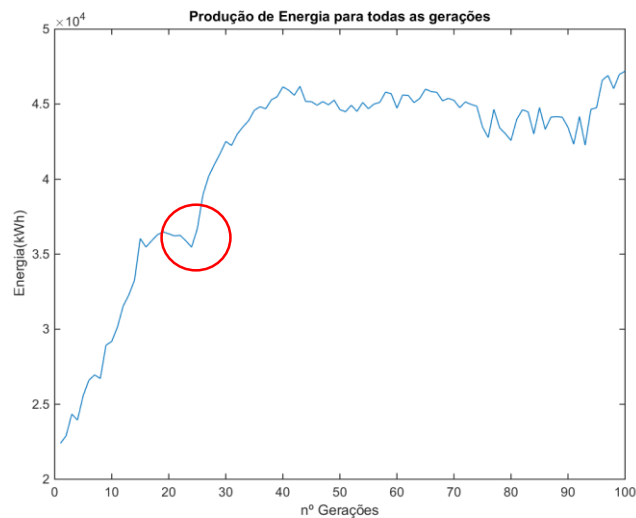


Figura 49: Energia produzida pelas populações ao longo das gerações.

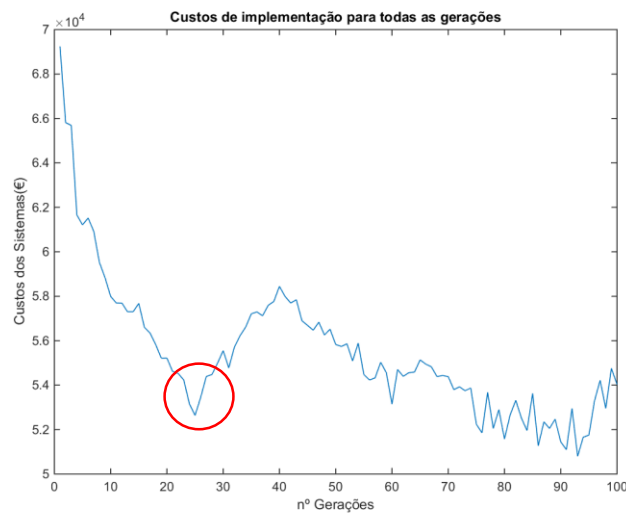


Figura 50: Custos de cada População em cada geração.

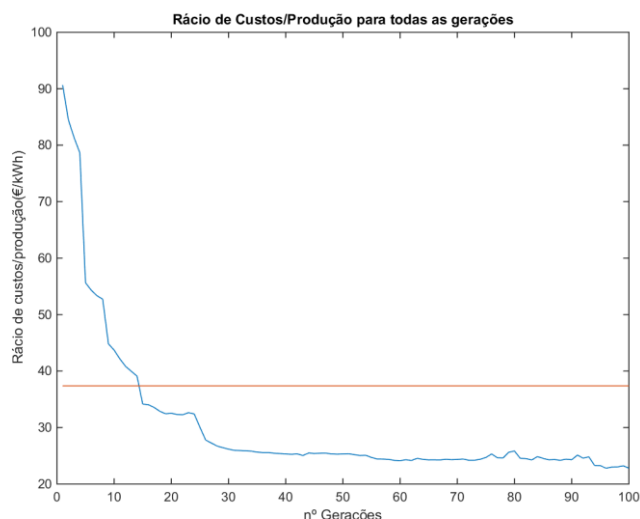


Figura 51: Rácio entre Custos e Produção em cada geração.

Observando o comportamento das curvas representadas nas figuras 49,50 podemos concluir que na zona delimitada a vermelho existiu a localização de um valor ótimo que não é um valor local. Existe então uma deformação de caractér assintótico de forma a aproximar os valores da solução ótima. Mais uma vez a implementação convencional mostra um pior desempenho em relação   implementação do algoritmo, tal como mostra a figura 51.

Por último, observamos o comportamento dos módulos no terreno assim como as produções e rácios para algumas soluções otimizadas na figura 52 e na tabela 3.

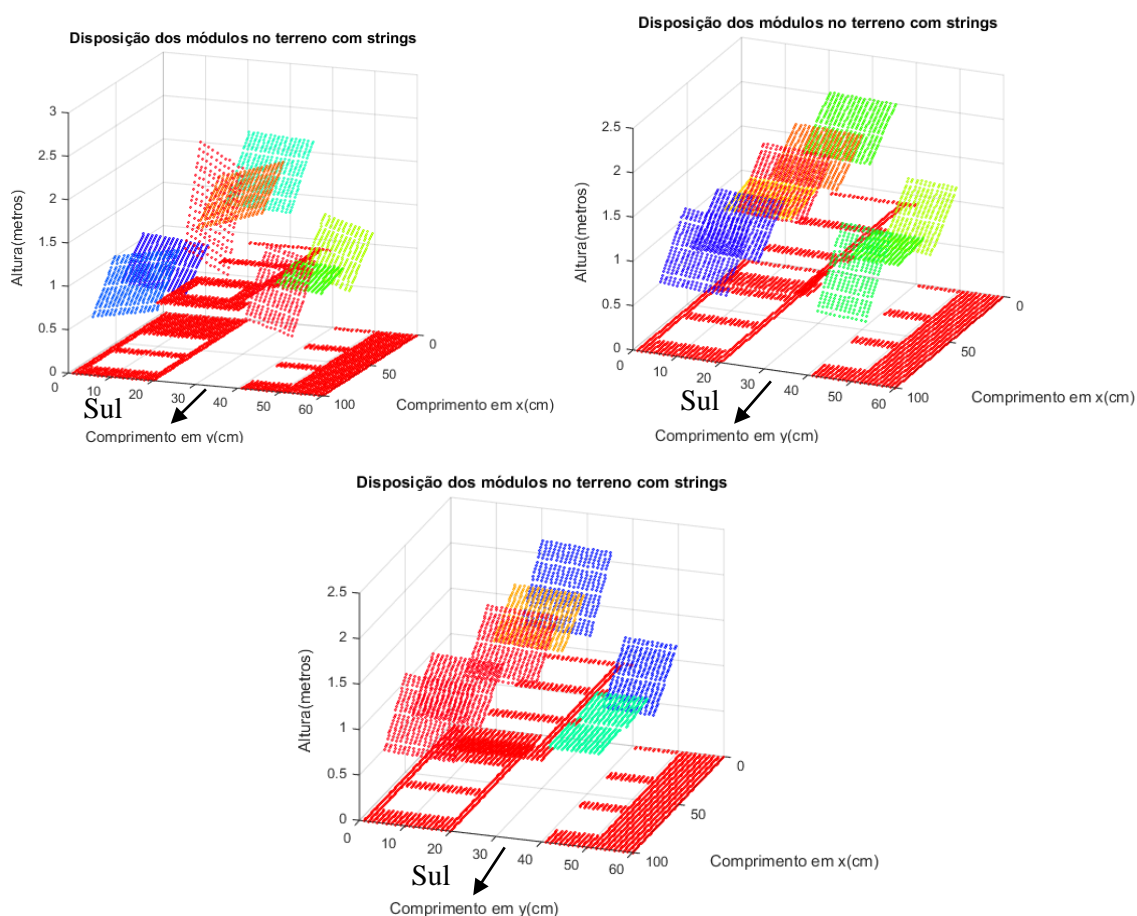


Figura 52: Gráfico superior esquerdo: Solução 1; Gráfico superior direito: Solução 2; Gráfico inferior: Solução 3.

Tabela 3: Energia Produzida e rácio de custos e produção em cada Solução.

	Energia Produzida (kWh.ano)	Racio de custos e produção (€/kWh)
Solução 1	$2,541 \times 10^3$	1,2069
Solução 2	$2,612 \times 10^3$	1,2415
Solução 3	$2,352 \times 10^3$	0,0047
Cenário Convencional	$2,450 \times 10^3$	1,9000

Podemos desde já observar na tabela 3 que as produções são maiores que as de uma implementação a sul com inclinação de 45 graus, ainda que existam situações em que não temos todos os módulos no terreno, como é o caso da solução 1 e 3. Temos também uma clara tendência dos módulos para se inclinarem para sul uma vez que é nesta zona que existe uma maior irradiância incidente ao longo da série temporal.

3.2.3. Estudo do Terreno plano com um degrau entre oeste e este

É também interessante observar o terreno plano com um degrau na outra direção de forma a observar o comportamento do mesmo quando existe uma zona do terreno que está praticamente todo o tempo à sombra. Assim sendo a evolução das curvas de Pareto do terreno de estudo está representada nas figuras 53, 54 e 55:

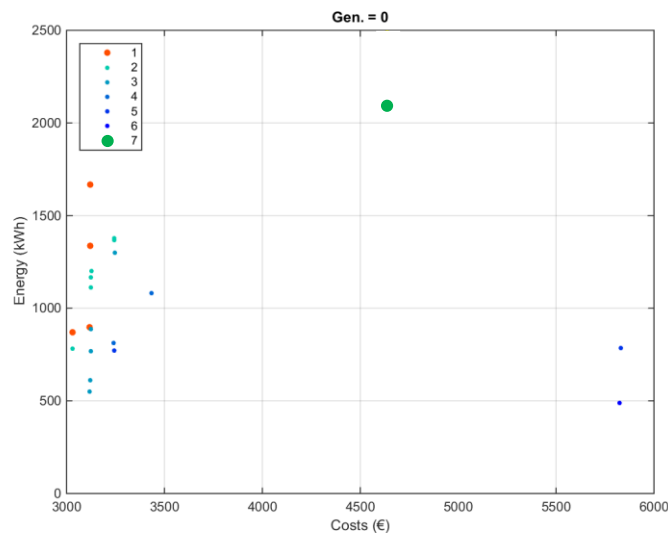


Figura 53: Gráfico Pareto para a geração canónica no terreno considerado.

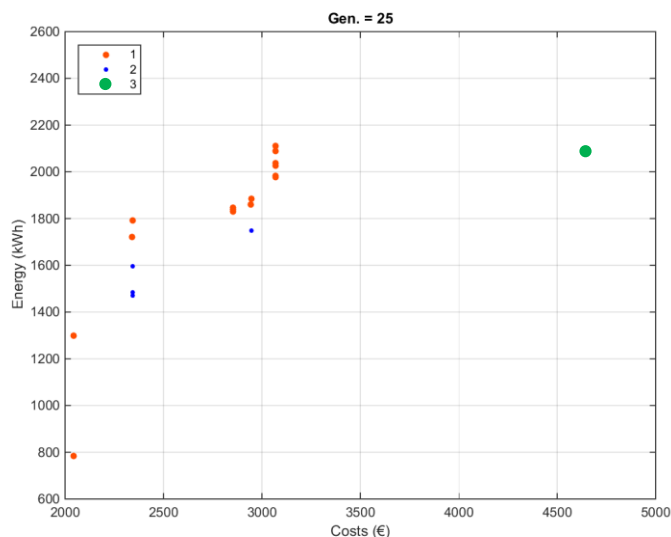


Figura 54: Gráfico Pareto para a geração 25 no terreno considerado.

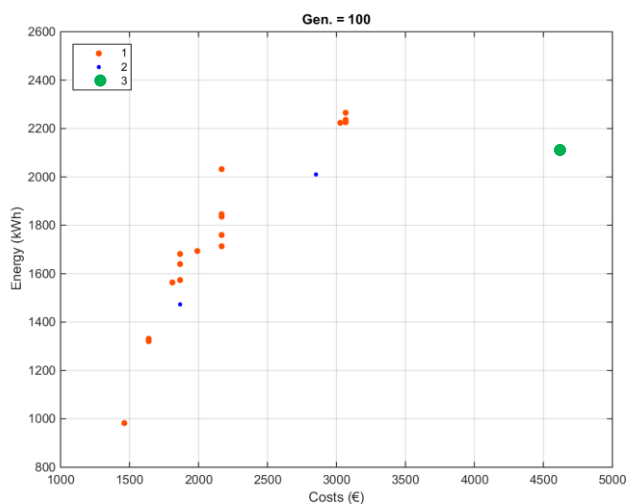


Figura 55: Gráfico Pareto para a geração 100 no terreno considerado.

Podemos observar nas figuras 53,54 e 55 desde já que a produção final é muito menor que todos os casos anteriormente abordados estando em conformidade com a previsão inicial, uma vez que parte dos módulos iriam estar em situação de sombra. Ainda assim, os custos existentes são menores que os observados pela aplicação a sul com inclinação de 45 graus para o terreno considerado, representado nos gráficos de Pareto a verde. As figuras 56,57 e 58 vão demonstrar o comportamento ao longo das gerações do algoritmo.

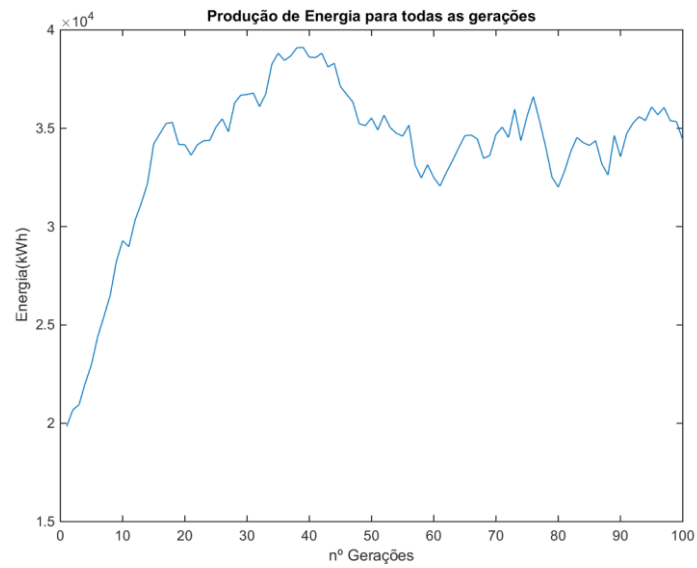


Figura 56: Energia produzida pelas populações ao longo das gerações.

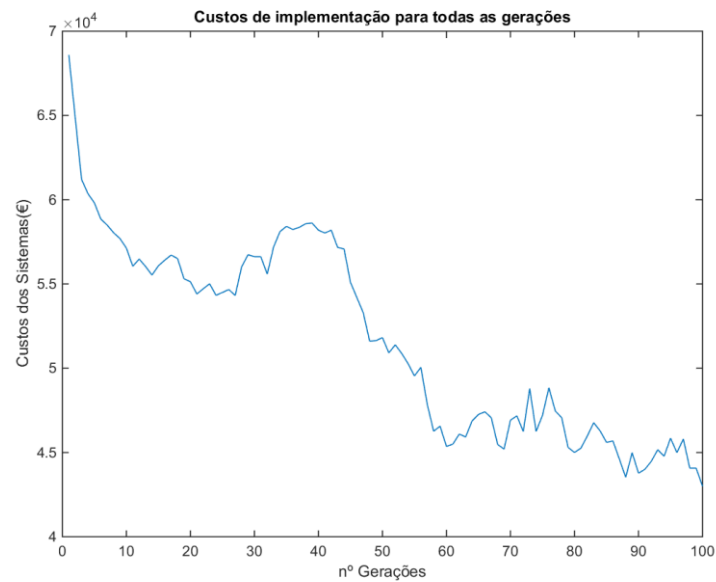


Figura 57: Custos das populações ao longo das gerações.

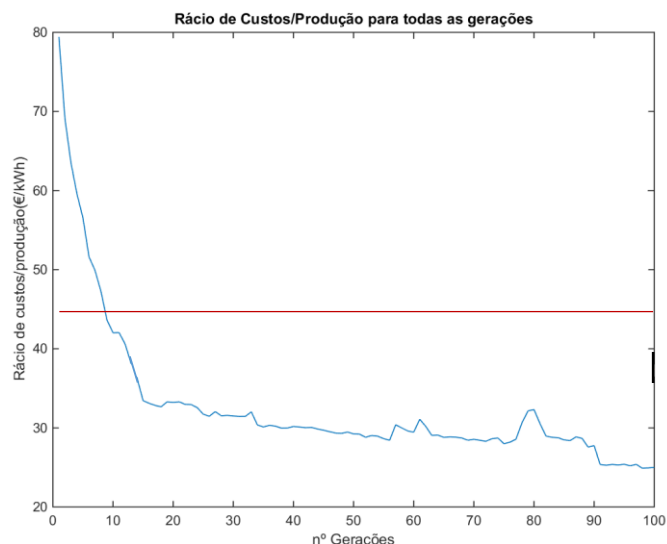


Figura 58: Rácio de Custs/Produção para todas as gerações.

Tal como demonstrado na figura 58 os valores de produção, embora sejam mais baixos que todos os outros até agora observados, têm ainda uma mais-valia em relação   implementação convencional uma vez que os custos são menores. Para este tipo de terreno temos também algumas particularidades do ponto de vista da visualização da distribuição dos módulos no terreno. A figura 59 e a tabela 4 v o demonstrar os módulos assim como as suas produções e rácio custo e produção.

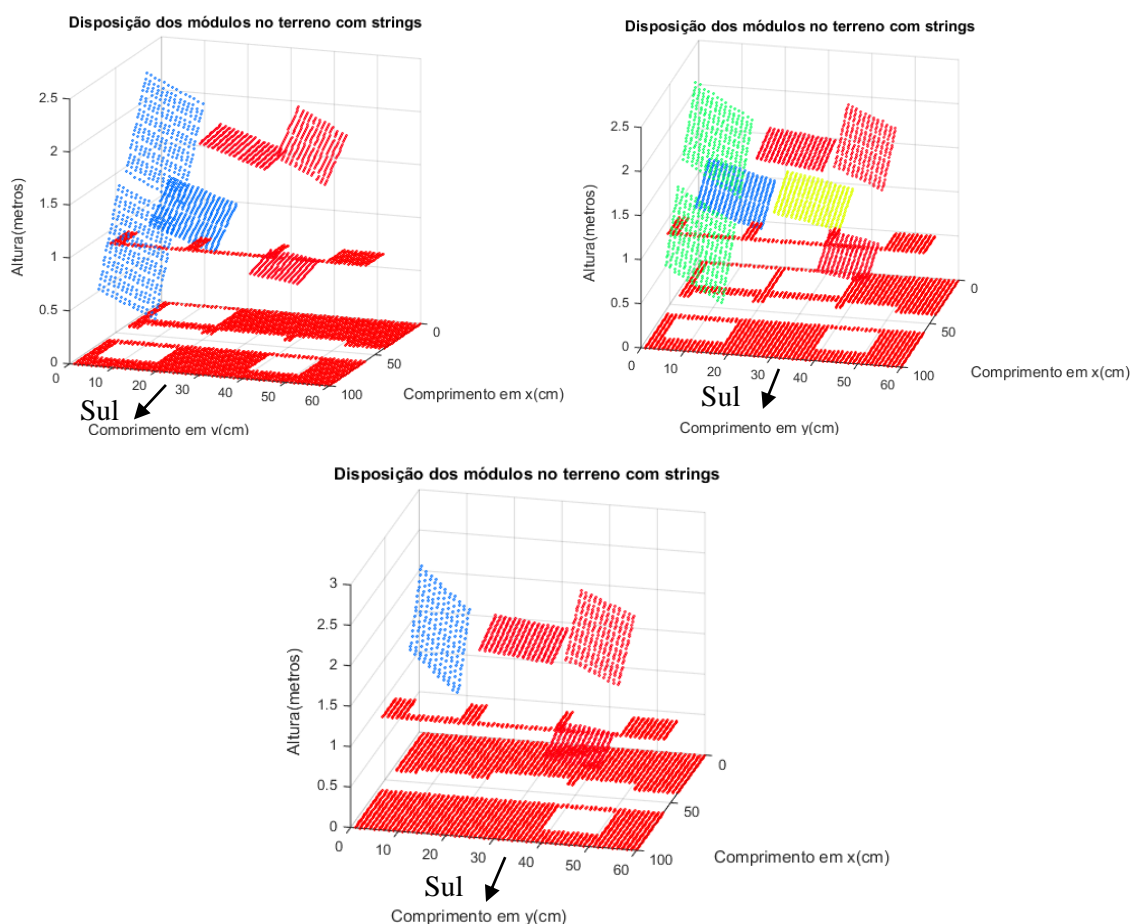


Figura 59: Gráfico superior esquerdo: Solução 1; Gráfico superior direito: Solução 2; Gráfico inferior: Solução 3.

Tabela 4: Energia Produzida e rácio de custos e produção em cada Solução.

	Energia Produzida (kWh.ano)	Racio de custos e produção (€/kWh)
Solução 1	$1,563 \times 10^3$	1,4196
Solução 2	$1,835 \times 10^3$	1,1586
Solução 3	$0,983 \times 10^3$	1,1807
Cenário Convencional	$2,100 \times 10^3$	2,2250

Através da análise da figura 59 podemos concluir que esta é uma situação não ideal para o dimensionamento de um parque, e que, os resultados daí provenientes, são uma diminuição do número de módulos no terreno e consequentemente uma diminuição da produção como apresentado na tabela 4.

3.2.4. Estudo do Terreno em escada

Para que o estudo dos cenários fique completo, temos um caso em que o terreno forma um género de uma escada. Este tipo de cenário é necessário uma vez que queremos observar a influência que cada um dos módulos tem em relação ao seu vizinho. Assim sendo a evolução dos gráficos de Pareto do terreno em estudo é representada pelas figuras 60, 61, 62 e 63:

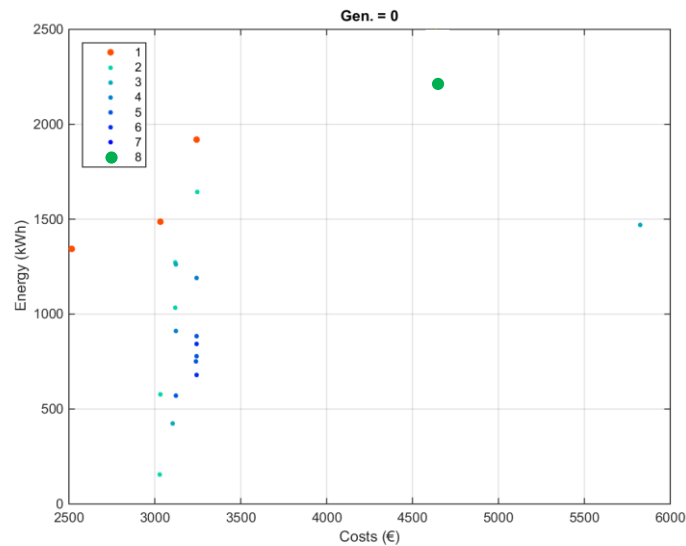


Figura 60: Gráfico Pareto para a geração canónica no terreno considerado.

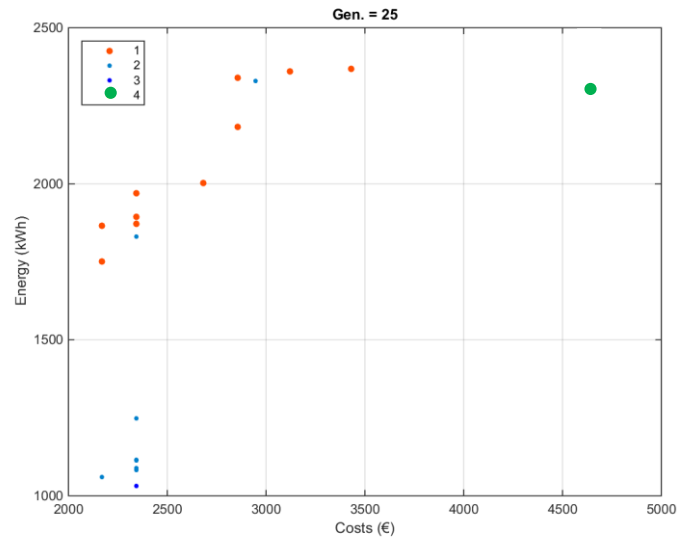


Figura 61: Gráfico Pareto para a geração 25 no terreno considerado.

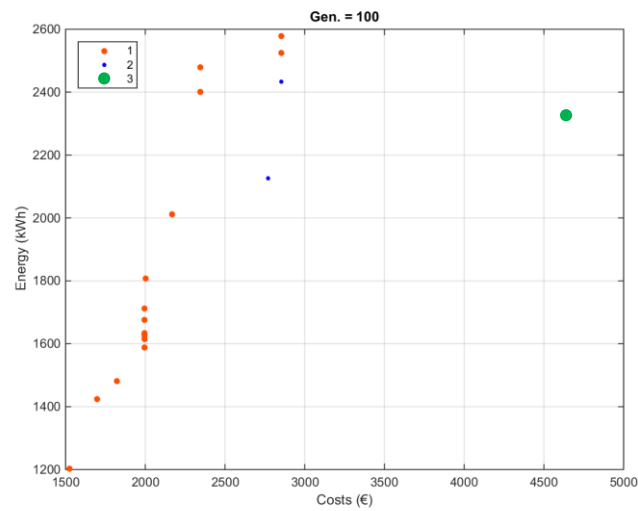


Figura 62: Gráfico Pareto para a geração 100 no terreno considerado.

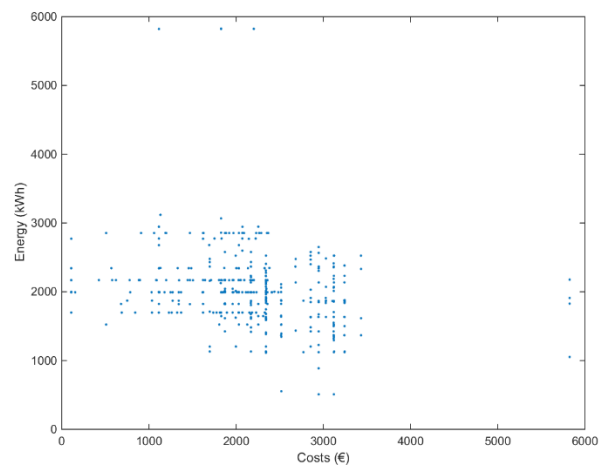


Figura 63: Nuvem de indivíduos ao longo das gerações.

Podemos observar nas figuras 60, 61 e 62 que a produção é ligeiramente menor que a existente num terreno plano, isto deve-se ao fato de existir uma maior complexidade de terreno. Ainda assim a produção consegue exceder a de uma aplicação a sul com inclinação de 45 graus para o terreno considerado. As figuras 64, 65 e 66 demonstram esse comportamento.

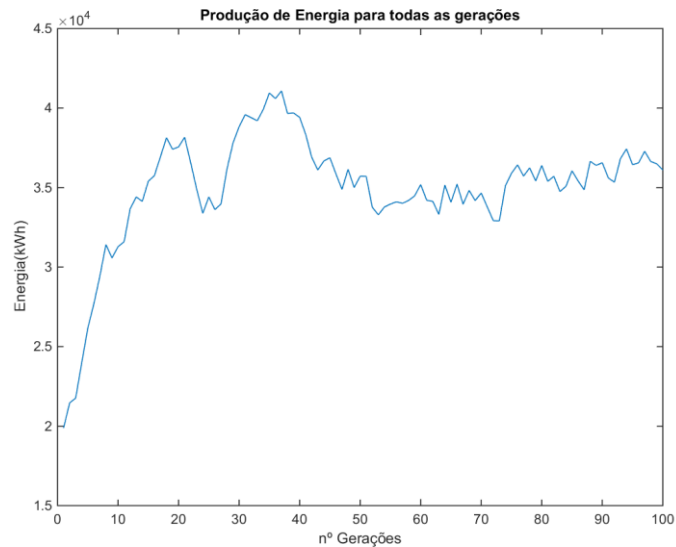


Figura 64: Energia produzida por população em cada geração.



Figura 65: Custos por população em cada geração.

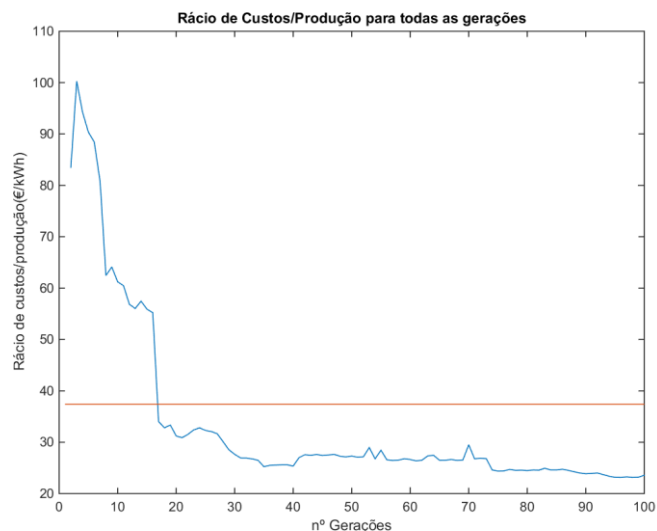


Figura 66: Rácio de Custo/Produção em cada geração.

Podemos observar mais uma vez uma mudança no valor ótimo, que vai ser reflectida nas figuras 64, 65 e 66, assim como um melhor desempenho, mais uma vez, do algoritmo em comparação com um cenário convencional. A figura 67 vai demonstrar os posicionamentos dos módulos no terreno de estudo e a tabela 5 mostra os valores de energia produzida e rácio de custo/produção das soluções ótimas.

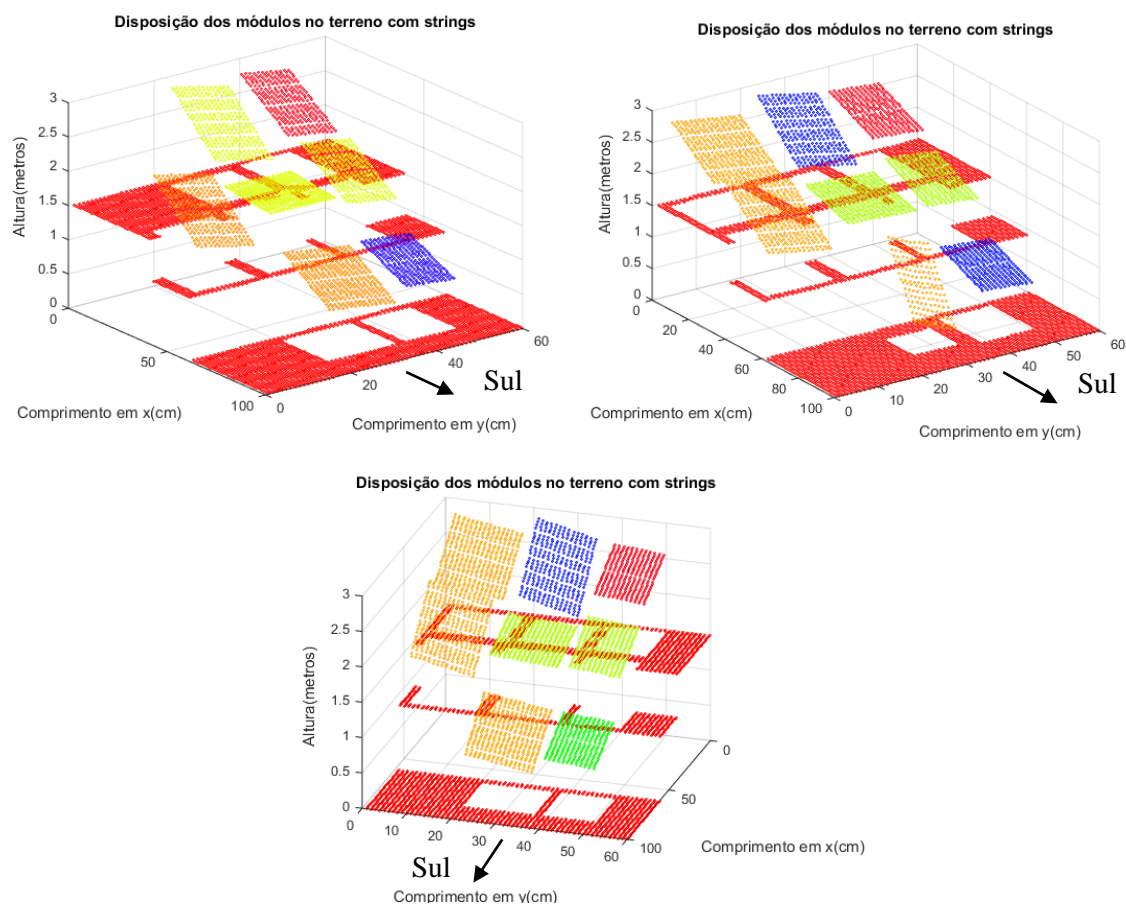


Figura 67: Gráfico superior esquerdo: Solução 1; Gráfico superior direito: Solução 2; Gráfico inferior: Solução 3.

Tabela 5: Energia Produzida e rácio de custos e produção em cada Solução.

	Energia Produzida (kWh.ano)	Rácio de custos e produção (�/kWh)
Cenário 1	$2,012 \times 10^3$	1,2261
Cenário 2	$2,400 \times 10^3$	1,2339
Cenário 3	$2,578 \times 10^3$	1,2229
Cenário Convencional	$2,350 \times 10^3$	1,9500

Uma vez avaliados todos os terrenos de teste estamos agora em condições de avaliar um terreno real e observar a sua otimização e o seu comportamento em comparação com uma implementação a sul com inclinação de 45 graus.

3.3.Aplicação do algoritmo ao terreno de estudo

Vamos agora avaliar um terreno proveniente dos dados Lidar. Este é o terreno onde vamos avaliar o funcionamento do algoritmo e observar o seu comportamento numa situação em que não existe qualquer alteração do terreno em si. A evolução das curvas de Pareto está representada nas figuras 68, 69 e 70:

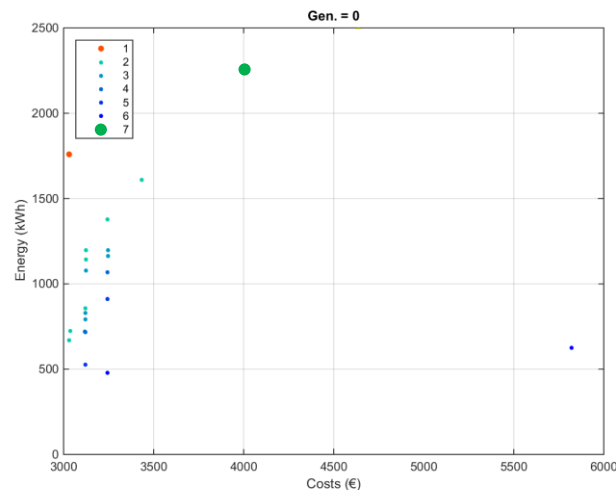


Figura 68: Gráfico Pareto para a geração canónica no terreno considerado.

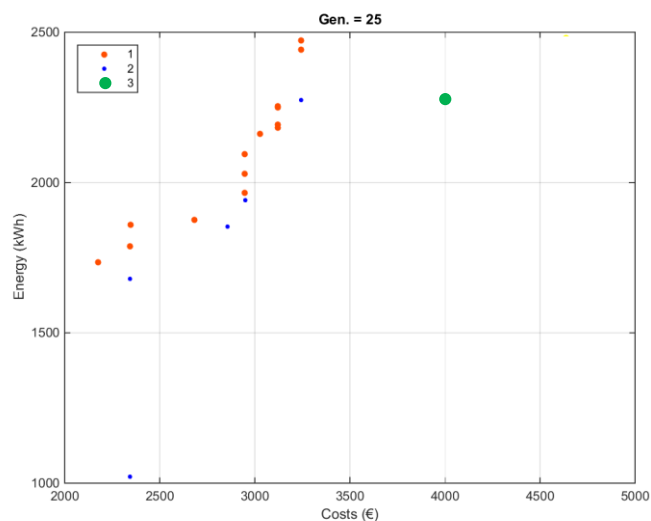


Figura 69: Gráfico Pareto para a geração 25 no terreno considerado.

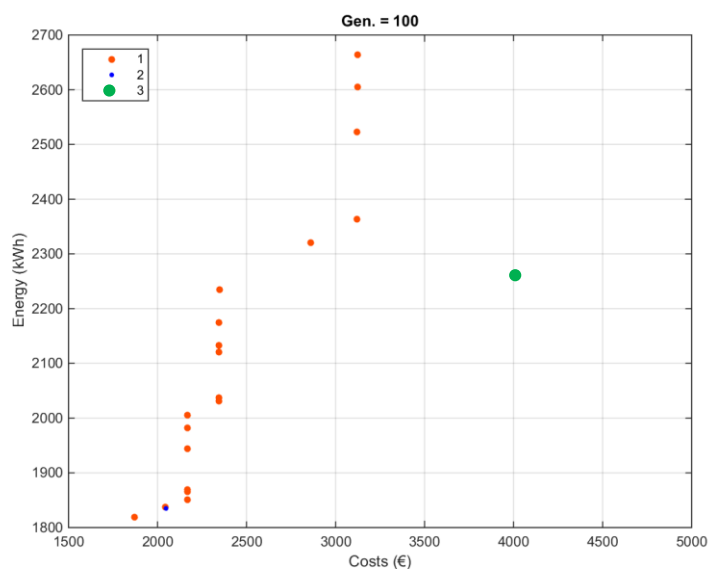


Figura 70: Gráfico Pareto para a geração 86 no terreno considerado.

Podemos observar nas figuras 68, 69 e 70 diversas características interessantes em relação aos outros exemplos, uma delas é que a energia máxima produzida é ligeiramente inferior à energia dos casos com terrenos planos. Isto deve-se à complexidade do terreno que necessita de mais gerações para fixar o valor de energia num valor mais alto e também a orografia do terreno permite maiores situações de sombreamento que tornam mais difícil para os módulos ficarem orientados de forma ideal.

Ainda assim existe uma redução clara do custo de implementação devido a não existir uma necessidade de terraplanagem. Assim as figuras 71, 72 e 73 vão demonstrar o comportamento das populações ao longo das gerações criadas.

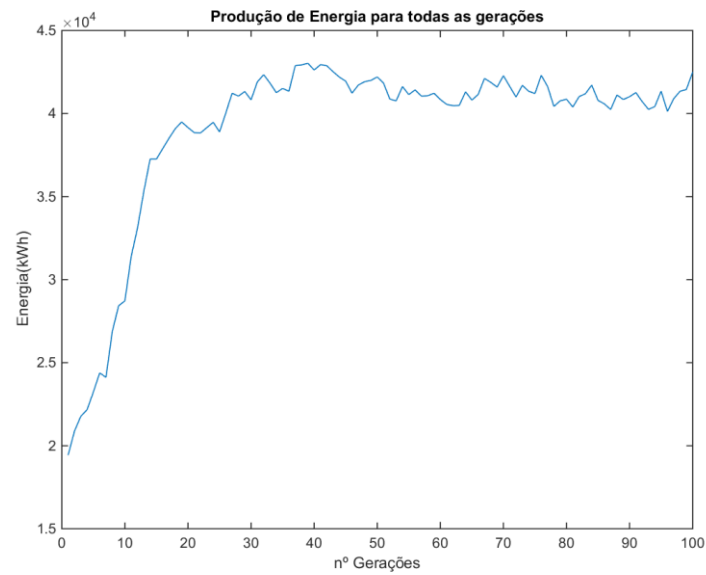


Figura 71: Energia produzida por população em cada geração.

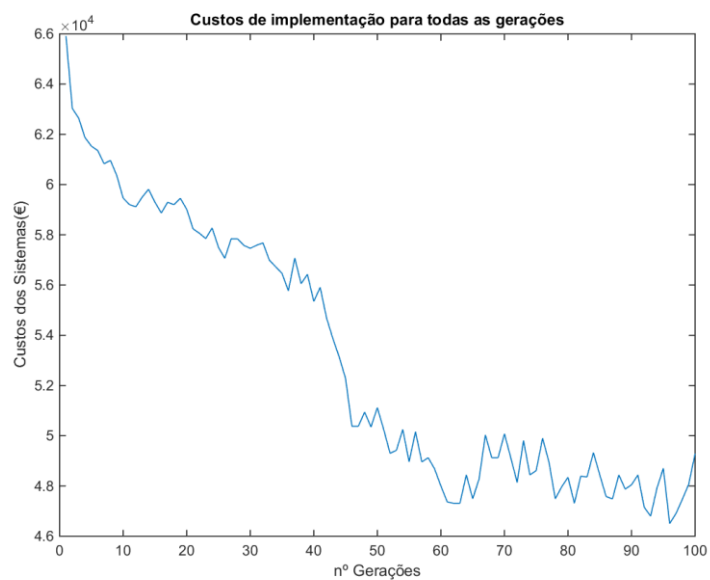


Figura 72: Custos totais por população em cada geração.

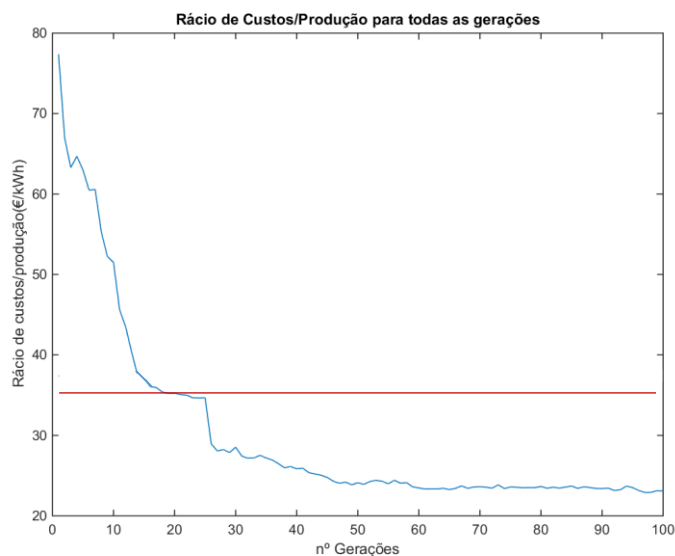


Figura 73: Rácio de Custo/Produção para cada geração.

Ao observar as figuras 71, 72 e 73 conseguimos concluir que a implementação a sul com inclinações de 45 graus (implementação convencional) tem ainda assim um peso muito maior que o valor otimizado pelo modelo, sendo que os valores otimizados do algoritmo tendem para um valor menor entre o custo e a produção, e os mesmos são valores calramente mais favoráveis que os praticados convencionalmente para o terreno implementado. A aparência de uma implementação de um parque do género é algo parecido com o exposto na figura 74.

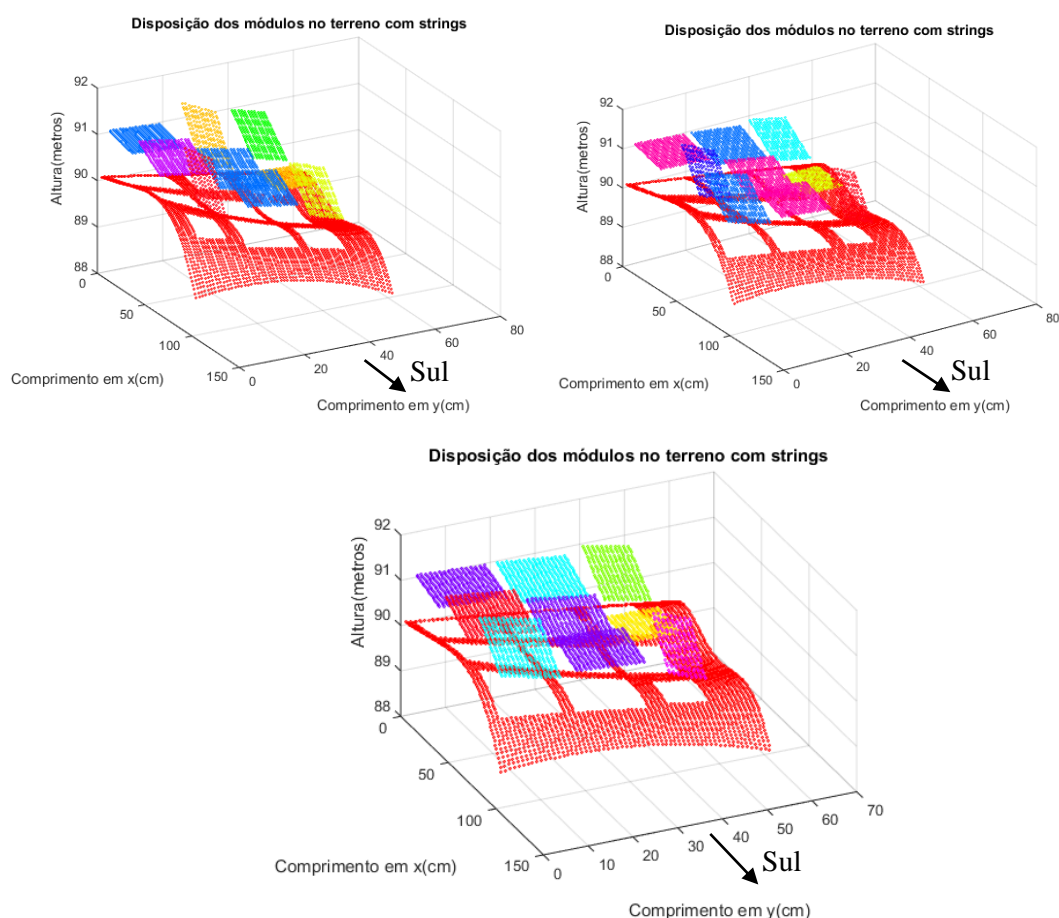


Figura 74: Gráfico superior esquerdo: Solução 1; Gráfico superior direito: Solução 2; Gráfico inferior: Solução 3.

A figura 75 representa o uso de uma implementação convencional.

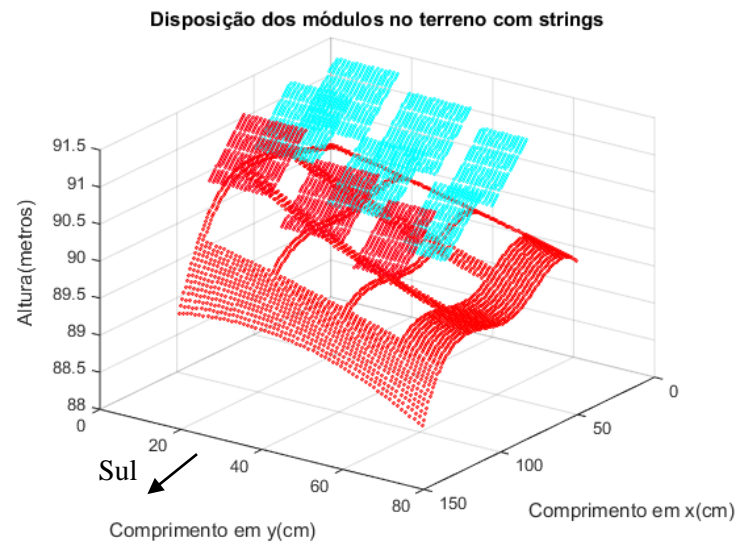


Figura 75: Aplicação a sul com inclinação de 45 graus no terreno considerado.

Tabela 6: Energia Produzida e rácio de custos e produção em cada Solução.

	Energia Produzida (kWh.ano)	Rácio de custos e produção (€/kWh)
Solução 1	$2,363 \times 10^3$	1,3205
Solução 2	$2,605 \times 10^3$	1,1991
Solução 3	$2,664 \times 10^3$	1,1726
Cenário Convencional	$2,266 \times 10^3$	1,7500

A organização dos módulos na figura 74 é então claramente orientada a sul e tem uma inclinação que reflete a inclinação do próprio terreno. A tabela 6 apresenta os valores de energia e rácio de custos/produção para as soluções apresentadas. Finalmente podemos observar que o algoritmo consegue otimizar a implementação de módulos sem que exista uma intervenção sobre o terreno.

3.4. Algumas observações sobre o modelo usado

Para que se obtenha uma melhor compreensão dos dados anteriormente expostos, vamos observar algumas características sobre o modelo usado.

Uma das características a ter em consideração é a propagação da incerteza no terreno devido à diminuição da malha de $1 \times 1 \text{ m}^2$ para $5 \times 5 \text{ cm}^2$ e consequente interpolação dos valores para suavizar o terreno. Este tipo de abordagem não é correta e leva a uma alteração dos dados do terreno para valores que são diferentes dos reais. Esta abordagem apenas foi usada uma vez que a resolução espacial para o terreno disponível era de $1 \times 1 \text{ m}^2$. É da maior importância que se tenha em consideração que as coordenadas espaciais usadas têm alguma margem de erro e terão sempre de ser comprovados com uma análise no local em estudo.

As ligações entre os módulos, como foi exposto acima, vão fazer variar a energia produzida e também os custos dependendo do número de inversores considerados e dos números de series de módulos.

A otimização das inclinações e orientações depende tanto do terreno considerado como da irradiância incidente, sendo que os módulos vão ter uma tendência de orientação para zonas onde a irradiância tem uma maior expressão ao longo do ano.

Ao considerar um modelo como este, podemos observar que as soluções ótimas obtidas têm a particularidade de ter inclinações e orientações diferentes para cada módulo, permitindo uma disposição de módulos mais aproximada, uma vez que os mesmos vão alterar as suas posições de acordo com a melhor produção possível e evitando as situações de sombra.

O tempo de computação do modelo ainda está longe de estar otimizado, a tabela 7 ilustra os valores temporais praticados para cada um dos casos a cima apresentados.

Tabela 7: Valores de tempo de computação para cada uma das funções

Modelos usados	Cálculo do modelo completo
Cálculo da Energia	3,47 horas
Cálculo das Sombras	2,52 horas
Cálculo das Superfícies	0,063 horas = 3,81 minutos
Cálculo das Potências	0,792 horas = 47,52 minutos
Cálculo dos valores de radiação	0,076 horas = 4,56 minutos
Cálculo do ângulo de incidencia	0,018 horas = 1,08 minutos
Cálculo dos Custos	0,038 horas = 2,28 minutos
Cálculos do Algoritmo Genético	0,042 horas = 2,52 minutos
Cálculo do modelo	3,55 horas

Podemos observar que a função que consome mais tempo é a de cálculo de energia devido à computação das sombras. Observamos que o algoritmo genético e a função de cálculo de custos do sistema ocupam muito menos tempo que todas as outras funções criadas. Temos de ter em atenção que estes valores de tempo são valores específicos ao equipamento usado, que neste caso tem um CPU quadcore com 2.4 GHz de frequência e 8 GB de memória RAM.

Capítulo 4 – Conclusões e Desenvolvimentos Futuros

Podemos concluir que a implementação deste modelo é uma solução viável de elevado potencial no projecto de centrais fotovoltaicas em terrenos sem que exista alteração do terreno evitando os custos associados. No modelo, a clara tendência dos módulos a se orientarem de forma aparentemente aleatória permite aos mesmos não se encontrarem em situação de sombra em horas em que a irradiância incidente é significativa para a produção. A complexidade dos terrenos mostrou ter bastante influência no resultado, como foi observado durante o estudo de implementação do modelo, ainda assim, para todos os ensaios os resultados foram sempre mais favoráveis comparativamente às soluções convencionais.

É portanto fácil concluir que este tipo de abordagem é uma mais-valia para o projecto de um parque fotovoltaico, apresentando soluções que não são óbvias, mas são, contudo, otimizadas do ponto de vista da maximização da produção e minimização dos custos de implementação.

Após a análise dos seus resultados, constata-se que o modelo ainda poderá ser otimizado de forma a diminuir o seu tempo de computação, nomeadamente nas funções que tratam o cálculo da energia, uma vez que as mesmas têm uma maior carga de cálculo e necessitam de ser o mais eficientes possível para que a ferramenta possa ser utilizada para casos de maiores dimensões. Esta otimização pode ser feita nomeadamente através da paralelização de processos ou mesmo através da adaptação do algoritmo a plataformas de computação gráfica, que são tipicamente mais eficientes no tratamento matricial. Em conjunto com esta otimização aconselha-se também o recurso futuro a maiores capacidades computacionais como por exemplo o uso de *clusters*.

Por fim, deixamos uma nota crítica quanto à particularidade do modelo considerar apenas posições fixas dos módulos no terreno, o que representa um factor limitante. O modelo não permite organizar os sistemas com maior resolução espacial que a unidade de módulo, impossibilitando a optimização quanto ao sombreamento e simultaneamente a maximização da densidade de implementação, como exemplificado na publicação de David Pera [1]. Assim sendo, reconhece-se a implementação da variação da distância entre módulos no modelo criado como trabalho para o futuro.

Referências Bibliográficas

- [1] D. Pera, M. C. Brito, J. Maia Alves, J. M. Serra, C. Silva, and A. M. Vallêra, “Optimization Model for High Density Photovoltaic Power Plants by Maximization of the Return on Investment,” in *26th EUPVSEC, Hamburg*, 2011, pp. 4–7.
- [2] R. Shah, N. Mithulananthan, R. C. Bansal, and V. K. Ramachandaramurthy, “A review of key power system stability challenges for large-scale PV integration,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 41, pp. 1423–1436, 2015.
- [3] Deloitte and Apren, “Estudo do Impacto Macroeconómico do Sector das Energias Renováveis em Portugal,” *Energy*, 2011. .
- [4] “fotovoltaico.gif (338×204).” [Online]. Available: <http://www.electronica-pt.com/imagens/fotovoltaico.gif>. [Accessed: 25-Sep-2015].
- [5] “PV Performance Modeling Collaborative | Single Diode Equivalent Circuit Models.” [Online]. Available: <https://pvpmc.sandia.gov/modeling-steps/2-dc-module-iv/diode-equivalent-circuit-models/>. [Accessed: 23-Sep-2015].
- [6] “Manual de Energia Fotovoltaica.” [Online]. Available: <http://www.portal-energia.com/downloads/guia-tecnico-manual-energia-fotovoltaica.pdf>. [Accessed: 06-Aug-2015].
- [7] “System Advisor Model (SAM) |,” *Intro to SAM*, 2015. [Online]. Available: <https://sam.nrel.gov/>. [Accessed: 05-Aug-2015].
- [8] “Skelion manual.” [Online]. Available: http://skelion.com/en/manual_en_515.pdf. [Accessed: 05-Aug-2015].
- [9] I. Reda and A. Andreas, “Solar position algorithm for solar radiation applications,” *Sol. Energy*, vol. 76, no. 5, pp. 577–589, 2004.
- [10] I. Reda and A. Andreas, “Corrigendum to ‘Solar position algorithm for solar radiation applications’ [Solar Energy 76 (2004) 577-589] (DOI:10.1016/j.solener.2003.12.003),” *Sol. Energy*, vol. 81, no. 6, p. 838, 2007.
- [11] P. K. Seidelmann, U. S. N. O. N. A. Office, and G. B. N. A. Office, *Explanatory Supplement to the Astronomical Almanac*. University Science Books, 2005.
- [12] C. Honsberg and S. Bowden, “Solar Time | PVEducation.” [Online]. Available: <http://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/solar-time>. [Accessed: 20-Apr-2015].
- [13] C. H. and S. Bowden, “Arbitrary Orientation and Tilt | PVEducation.” [Online]. Available: <http://pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/arbitrary-orientation-and-tilt>. [Accessed: 19-Aug-2015].
- [14] “inclinacao-módulo.jpg (536×284).” [Online]. Available: <http://www.electronica-pt.com/solar/inclinacao-módulo.jpg>. [Accessed: 23-Sep-2015].
- [15] “Photogrammetry.” [Online]. Available: <https://en.wikipedia.org/wiki/Photogrammetry>. [Accessed: 23-Sep-2015].

- [16] N. O. and A. A. US Department of Commerce, “What is LIDAR.”
- [17] “INTEGRATED AIRBORNE IFSAR MAPPING SYSTEM.” [Online]. Available: http://www.isprs.org/proceedings/XXXVII/congress/1_pdf/61.pdf. [Accessed: 23-Sep-2015].
- [18] “Levantamento topográfico.” [Online]. Available: https://pt.wikipedia.org/wiki/Levantamento_topogr%C3%A1fico. [Accessed: 23-Sep-2015].
- [19] “K2 Systems | Estruturas fotovoltaicas | PRODUTOS FOTOVOLTAICOS | Krannich Solar Portugal.” [Online]. Available: <http://pt.krannich-solar.com/pt/produtos/estruturas-fv/k2-systems.html>. [Accessed: 23-Sep-2015].
- [20] *Spline interpolation*. Springer, 2001.
- [21] E. W. Weisstein, “Spherical Coordinates.” Wolfram Research, Inc.
- [22] E. W. Weisstein, “Plane.” Wolfram Research, Inc.
- [23] E. Morello and C. Ratti, “Sunscapes: ‘Solar envelopes’ and the analysis of urban DEMs,” *Comput. Environ. Urban Syst.*, vol. 33, no. 1, pp. 26–34, 2009.
- [24] P. Rodrigo, E. F. Fernández, F. Almonacid, and P. J. Pérez-Higueras, “A simple accurate model for the calculation of shading power losses in photovoltaic generators,” *Sol. Energy*, vol. 93, pp. 322–333, 2013.
- [25] E. Díaz-Dorado, J. Cidrás, and C. Carrillo, “Discrete I-V model for partially shaded PV-arrays,” *Sol. Energy*, vol. 103, pp. 96–107, 2014.
- [26] F. Martínez-Moreno, J. Muñoz, and E. Lorenzo, “Experimental model to estimate shading losses on PV arrays,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 94, no. 12, pp. 2298–2303, 2010.
- [27] “Bypass Diodes | PVEducation.” [Online]. Available: <http://pveducation.org/pvcdrom/modules/bypass-diodes>. [Accessed: 23-Sep-2015].
- [28] H. Efficiency, “HIT Photovoltaic Module,” pp. 3–4, 2007.
- [29] R. Rawat and S. S. Chandel, “Review of Maximum-Power-Point Tracking Techniques for Solar-Photovoltaic Systems,” *Energy Technol.*, vol. 1, no. 8, pp. 438–448, Aug. 2013.
- [30] M. Bodur and M. Ermis, “Maximum power point tracking for low power photovoltaic solar panels,” *Proc. 7th Mediterr. Electrotech. Conf.*, pp. 758 – 761, 1994.
- [31] J. Bai, Y. Cao, Y. Hao, Z. Zhang, S. Liu, and F. Cao, “Characteristic output of PV systems under partial shading or mismatch conditions,” *Sol. Energy*, vol. 112, pp. 41–54, 2015.
- [32] T. U. Townsend, “a Method for Estimating the Long-Term Performance of Direct-Coupled Photovoltaic Systems,” *a Method Estim. Long-Term Perform. Direct-Coupled Photovolt. Syst.*, pp. i–xxii, 1989.
- [33] S. Freitas, F. Serra, and M. C. Brito, “Pv layout optimization: String tiling using a multi-objective genetic algorithm,” *Sol. Energy*, vol. 118, pp. 562–574, 2015.

- [34] Gerard Sierksma and G. Sierksma, *Linear and Integer Programming: Theory and Practice, Second Edition*. CRC Press, 2001.
- [35] D. Whitley, “A genetic algorithm tutorial,” 1994.
- [36] “tipos de graficos33.jpg (218×218).” [Online]. Available: <http://www.mundoeducacao.com/upload/conteudo/tipos de graficos33.jpg>. [Accessed: 23-Sep-2015].
- [37] “Pareto Efficiency.” [Online]. Available: <http://www.economicshelp.org/blog/glossary/pareto-efficiency/>. [Accessed: 25-Sep-2015].
- [38] M. Culligan and J. Botkin, “Impact of Tilt Angle on System Economics for Area Constrained Rooftops,” *22nd Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. Exhib.*, p. 3278, 2007.